

REGULAMENTO (UE) 2019/943 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO**de 5 de junho de 2019****relativo ao mercado interno da eletricidade****(reformulação)****(Texto relevante para efeitos do EEE)**

O PARLAMENTO EUROPEU E O CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA,

Tendo em conta o Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, nomeadamente o artigo 194.º, n.º 2,

Tendo em conta a proposta da Comissão Europeia,

Após transmissão do projeto de ato legislativo aos parlamentos nacionais,

Tendo em conta o parecer do Comité Económico e Social Europeu ⁽¹⁾,

Tendo em conta o parecer do Comité das Regiões ⁽²⁾,

Deliberando de acordo com o processo legislativo ordinário ⁽³⁾,

Considerando o seguinte:

- (1) O Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽⁴⁾ foi várias vezes alterado de modo substancial. Por razões de clareza, uma vez que são introduzidas novas alterações, deverá proceder-se à reformulação do referido regulamento.
- (2) A União da Energia tem como objetivo proporcionar aos clientes finais — domésticos e empresas — uma energia segura, com segurança, sustentável, competitiva e a preços acessíveis. Historicamente, a rede da eletricidade era dominada por monopólios verticalmente integrados, muitas vezes empresas públicas, com grandes centrais de produção de energia nucleares ou de combustíveis fósseis. O mercado interno da eletricidade, que tem sido progressivamente realizado desde 1999, visa proporcionar uma possibilidade real de escolha a todos os consumidores da União criar novas oportunidades de negócio e intensificar o comércio transfronteiriço, de modo a assegurar ganhos de eficiência, preços competitivos e padrões de serviço mais elevados e a contribuir para a segurança do abastecimento e a sustentabilidade. O mercado interno da eletricidade contribuiu para o aumento da concorrência, em especial a nível do mercado grossista e do comércio interzonal, continuando a ser a base de um mercado da energia eficiente.
- (3) O sistema energético da União está a atravessar a sua mais profunda mudança das últimas décadas e o mercado da eletricidade está no centro desta mudança. O objetivo comum de descarbonizar o sistema energético cria novas oportunidades e desafios para os participantes no mercado. Ao mesmo tempo, os progressos tecnológicos possibilitam novas formas de participação dos consumidores e de cooperação transfronteiriça.
- (4) O presente regulamento estabelece regras que garantem o funcionamento do mercado interno da eletricidade e inclui requisitos relacionados com o desenvolvimento de formas de energia renovável e de política ambiental, em particular, regras específicas para determinados tipos de instalações de produção de energia renovável no que diz respeito à responsabilidade de balanço, ao despacho e ao redespacho, bem como um limite para as emissões de CO₂ da nova capacidade de produção caso a referida capacidade esteja sujeita a medidas temporárias para garantir o nível necessário de adequação dos recursos, nomeadamente, mecanismos de capacidade.
- (5) Deverá ser dado despacho prioritário à eletricidade de fontes renováveis a partir de pequenas instalações de produção de energia, quer através de uma ordem de prioridade específica na metodologia de despacho, quer

⁽¹⁾ JO C 288 de 31.8.2017, p. 91.

⁽²⁾ JO C 342 de 12.10.2017, p. 79.

⁽³⁾ Posição do Parlamento Europeu de 26 de março de 2019 (ainda não publicada no Jornal Oficial) e decisão do Conselho de 22 de maio de 2019.

⁽⁴⁾ Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003 (JO L 211 de 14.8.2009, p. 15).

através de requisitos legais ou regulamentares para que os operadores de mercado forneçam esta eletricidade ao mercado. O despacho prioritário concedido aos serviços de gestão do sistema nas mesmas condições económicas deverá considerar-se que cumpre do presente regulamento. De qualquer forma, o despacho prioritário deverá ser considerado compatível com a participação no mercado da eletricidade de instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável.

- (6) As intervenções estatais, muitas vezes concebidas de modo descoordenado, conduziram a distorções crescentes do mercado grossista de eletricidade, com consequências negativas para o investimento e o comércio transfronteiriço.
- (7) No passado, os clientes de eletricidade eram puramente passivos, adquirindo frequentemente a eletricidade a preços regulamentados sem qualquer relação direta com o mercado. No futuro, é necessário permitir aos clientes participar plenamente no mercado em pé de igualdade com os outros participantes no mercado e habilitá-los a gerir o seu próprio consumo de energia. A fim de integrar as quotas crescentes de energia renovável, a futura rede de eletricidade deverá fazer uso de todas as fontes disponíveis de flexibilidade, em especial soluções do lado da procura e o armazenamento de energia, bem como da digitalização, através da integração de tecnologias inovadoras na rede de eletricidade. Para alcançar uma descarbonização eficaz ao menor custo, compete à futura rede de eletricidade promover igualmente a eficiência energética. A conclusão do mercado interno da energia através da integração efetiva da energia renovável pode fomentar investimentos a longo prazo e contribuir para a realização dos objetivos da União da Energia e do quadro relativo ao clima e à energia para 2030, estabelecidos na comunicação da Comissão intitulada «Um quadro político para o clima e a energia no período de 2020 a 2030», de 22 de janeiro de 2014, e aprovados nas conclusões adotadas pelo Conselho Europeu na sua reunião de 23 e 24 de outubro de 2014.
- (8) Uma maior integração do mercado e a evolução no sentido de uma maior volatilidade da produção de eletricidade exigem maiores esforços para coordenar as políticas energéticas nacionais com os países vizinhos e aproveitar as oportunidades de comércio transfronteiriço de eletricidade.
- (9) Desenvolveram-se quadros regulamentares permitindo o comércio de eletricidade em toda a União. Esta evolução tem sido apoiada pela adoção de diversos códigos de rede e orientações para a integração dos mercados da eletricidade. Esses códigos de rede e orientações contêm disposições sobre as regras do mercado, o funcionamento da rede e a ligação à rede. A fim de assegurar a plena transparência e aumentar a segurança jurídica, os princípios fundamentais do funcionamento do mercado e da atribuição de capacidades em matéria de sistema de balanço dos mercados com períodos de operação intradiários, para o dia seguinte e a prazo, deverão igualmente ser adotados nos termos do processo legislativo ordinário e incorporados num único ato legislativo da União.
- (10) O artigo 13.º do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão ⁽⁵⁾ estabelece um processo segundo o qual os operadores da rede de transporte têm a possibilidade de delegar a totalidade ou uma parte das suas tarefas em terceiros. Os operadores da rede de transporte delegantes deverão continuar a ser responsáveis pelo cumprimento do presente regulamento. Além disso, os Estados-Membros deverão poder atribuir tarefas e obrigações a um terceiro. Tais atribuições deverão limitar-se a tarefas e obrigações executadas a nível nacional, tais como a liquidação de desvios. As restrições a essas atribuições não deverão conduzir a alterações desnecessárias das disposições nacionais em vigor. No entanto, os operadores de redes de transporte deverão continuar a ser responsáveis pelas tarefas que lhes são confiadas ao abrigo do artigo 40.º da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽⁶⁾.
- (11) No que diz respeito aos mercados de balanço, para que a formação de preços seja eficaz e não crie distorções na contratação de capacidade de balanço e de energia de balanço, é necessário que os contratos relativos à capacidade de balanço não determinem o preço da energia de balanço. Isto sem prejuízo das redes de despacho que utilizam um processo de programação integrado, nos termos do Regulamento (UE) 2017/2195.
- (12) Os artigos 18.º, 30.º e 32.º do Regulamento (UE) 2017/2195 estabelecem que o método para a fixação dos preços de ambos os produtos normalizados e específicos de balanço de energia incentiva os participantes no mercado a manterem o seu próprio equilíbrio ou ajudarem a restabelecer o equilíbrio do sistema na sua zona de preços de desvio, reduzindo deste modo os desvios do sistema e os custos para a sociedade. Tais abordagens de preços deverão procurar a utilização economicamente eficiente da resposta da procura e de outros recursos de balanço, sujeitos a limites de segurança operacional.

⁽⁵⁾ Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (JO L 312 de 28.11.2017, p. 6).

⁽⁶⁾ Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE (ver página 125 do presente Jornal Oficial).

- (13) A integração dos mercados de energia de balanço deverá facilitar o funcionamento eficiente do mercado intradiário, a fim de prever a possibilidade de os participantes no mercado se compensarem da forma mais próxima do tempo real quanto possível, o que é possibilitado pela hora de fecho do mercado de balanço prevista no artigo 24.º do Regulamento (UE) 2017/2195. Só os desvios que subsistam depois do fecho do mercado intradiário deverão ser objeto de balanço pelos operadores da rede de transporte no mercado de balanço. O artigo 53.º do Regulamento (UE) 2017/2195 prevê também a harmonização do período de liquidação de desvios limitado a 15 minutos na União. Essa harmonização destina-se a apoiar o comércio intradiário e a fomentar o desenvolvimento de uma série de produtos comerciais com os mesmos tempos de entrega.
- (14) Para que os operadores da rede de transporte possam contratar e utilizar capacidade de balanço de modo eficiente, económico e baseado no mercado, é necessário fomentar a integração do mercado. A esse respeito, o título IV do Regulamento (UE) 2017/2195 estabelece três metodologias através das quais os operadores da rede de transporte podem atribuir capacidade interzonal para a troca de capacidade de balanço e para a partilha de reservas, assentes numa análise de custos-benefícios: o processo de cootimização, o processo de atribuição baseado no mercado e o processo de atribuição baseado numa análise de eficiência económica. O processo de cootimização da atribuição deverá ser realizado «para o dia seguinte». Inversamente, o processo de atribuição baseado no mercado pode ser realizado caso a contratação não preceda o fornecimento de capacidade de balanço em mais de uma semana e a atribuição baseada numa análise de eficiência económica pode ser realizada caso a contratação preceda o fornecimento de capacidade de balanço em mais de uma semana, desde que as quantidades atribuídas sejam limitadas e se proceda a uma avaliação anual. Uma vez aprovada uma metodologia para o processo de atribuição de capacidade interzonal pelas entidades reguladoras competentes, dois ou mais operadores da rede de transporte poderão começar a aplicá-la precocemente, a fim de lhes permitir adquirir experiência e de possibilitar, em seguida, uma aplicação harmoniosa dessa metodologia por mais operadores da rede de transporte. A fim de promover a integração do mercado, a aplicação de tais metodologias deverá, porém, ser harmonizada ao nível de todos os operadores da rede de transporte.
- (15) O título V do Regulamento (UE) 2017/2195 estabelece que o objetivo geral da liquidação de desvios é garantir que os agentes de mercado responsáveis pela liquidação de desvios mantenham o seu próprio equilíbrio ou ajudem a restabelecer o equilíbrio do sistema de modo eficiente, e prever incentivos para os participantes no mercado para manterem ou ajudarem a restabelecer o equilíbrio do sistema. A fim de adequar os mercados de balanço e o sistema energético geral à integração da percentagem crescente de energia renovável variável, os preços dos desvios deverão espelhar o valor da energia em tempo real. Todos os participantes no mercado deverão ser financeiramente responsáveis pelos desvios que provocam no sistema, correspondentes à diferença entre o volume afetado e a posição final no mercado. Para os agregadores de resposta da procura, o volume atribuído consiste no volume de energia fisicamente ativado pela carga dos clientes participantes, com base numa medição definida e numa metodologia de referência.
- (16) O Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão ⁽⁷⁾ estabelece orientações detalhadas sobre a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos interzonais nos mercados para o dia seguinte e intradiários, incluindo os requisitos para o estabelecimento de metodologias comuns para determinar os volumes de capacidade simultaneamente disponíveis entre zonas de ofertas, critérios para avaliar a eficiência e um processo de reexame para definir zonas de ofertas. Os artigos 32.º e 34.º do Regulamento (UE) 2015/1222 estabelecem as regras relativas ao reexame das configurações de zonas de ofertas existentes, os artigos 41.º e 54.º estabelecem os limites harmonizados para preços de equilíbrio máximos e mínimos para o dia seguinte e intradiário, o artigo 59.º estabelece as regras para a hora de encerramento interzonal intradiária, enquanto o artigo 74.º estabelece as regras no que respeita à metodologia de partilha dos custos de redespacho e trocas compensatórias.
- (17) O Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão ⁽⁸⁾ estabelece regras pormenorizadas sobre a atribuição de capacidade interzonal nos mercados a prazo, sobre a criação de uma metodologia comum para determinar capacidades interzonais a longo prazo, sobre a criação de uma plataforma única de atribuição a nível europeu que ofereça direitos de transporte a longo prazo e sobre a possibilidade de devolver direitos de transporte a longo prazo, para a subsequente atribuição de capacidade a prazo, ou de transferir direitos de transporte a longo prazo entre os participantes no mercado. O artigo 30.º do Regulamento (UE) 2016/1719 estabelece regras que regulam os produtos de cobertura a prazo.

⁽⁷⁾ Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos (JO L 197 de 25.7.2015, p. 24).

⁽⁸⁾ Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece orientações sobre a atribuição de capacidade a prazo (JO L 259 de 27.9.2016, p. 42).

- (18) O Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão ⁽⁹⁾ estabelece os requisitos para a ligação à rede interligada de instalações de produção de energia, nomeadamente módulos geradores síncronos, módulos de parque gerador e módulos de parque gerador ao largo. Esses requisitos contribuem para assegurar condições equitativas de concorrência no mercado interno da eletricidade, para garantir a segurança das redes e a integração da eletricidade de fontes renováveis e para facilitar o comércio de eletricidade em toda a União. Os artigos 66.º e 67.º do Regulamento (UE) 2016/631 estabelecem as regras que regem as tecnologias emergentes na produção de eletricidade.
- (19) A existência de zonas de ofertas que reflitam a distribuição da oferta e da procura é uma pedra angular da comercialização da eletricidade baseada no mercado e é condição necessária para que os métodos de atribuição de capacidade, nomeadamente a abordagem baseada nos fluxos, realizem plenamente as suas potencialidades. Por conseguinte, as zonas de ofertas deverão ser definidas de forma a garantir a liquidez do mercado, uma gestão eficiente dos congestionamentos e uma eficiência global do mercado. Quando se inicia o reexame de uma configuração existente de zonas de ofertas por uma única entidade reguladora ou por um operador de rede de transporte com a aprovação da entidade reguladora competente, o operador da rede de transporte na zona de controlo pertinente e a entidade reguladora competente deverão ser, respetivamente, o único operador da rede de transporte e a única entidade reguladora a participar no reexame das zonas de ofertas dentro da zona de controlo do operador da rede de transporte, se a configuração de zonas de ofertas tiver um impacto negligenciável nas zonas de controlo dos operadores da rede de transporte confinantes, incluindo interligações, e se o reexame da configuração das zonas de ofertas for necessário para melhorar a eficiência, maximizar as oportunidades de comércio transfronteiriço ou manter a segurança operacional. O operador da rede de transporte pertinente e a entidade reguladora competente deverão informar previamente os operadores da rede de transporte confinantes sobre o reexame e publicar os resultados deste. Deverá ser possível lançar um reexame regional das zonas de ofertas na sequência do relatório técnico sobre o congestionamento, em sintonia com o artigo 14.º do presente regulamento ou de acordo com os procedimentos em vigor previstos no Regulamento (UE) 2015/1222.
- (20) Quando os centros de coordenação regionais executam o cálculo da capacidade, deverão maximizar a capacidade tendo em conta medidas corretivas não-onerosas e respeitando os limites de segurança operacional dos operadores da rede de transporte da região de cálculo da capacidade. Se o cálculo não resultar numa capacidade igual ou superior aos níveis mínimos de capacidade estabelecidos no presente regulamento, os centros de coordenação regionais deverão considerar todas as medidas corretivas onerosas disponíveis para aumentar a capacidade até aos níveis mínimos de capacidade, incluindo o potencial de redespacho dentro das regiões de cálculo da capacidade e entre estas, respeitando simultaneamente os limites de segurança operacional dos operadores da rede de transporte da região de cálculo da capacidade. Os operadores da rede de transporte deverão informar, de forma exata e transparente, sobre todos os aspetos do cálculo da capacidade de acordo com o presente regulamento e assegurar que todas as informações enviadas aos centros de coordenação regionais sejam exatas e adequadas à sua finalidade.
- (21) Ao efetuarem o cálculo da capacidade, os centros de coordenação regionais deverão calcular as capacidades interzonais com recurso a dados dos operadores de redes de transporte que respeitem os limites de segurança operacional das zonas de controlo respetivas dos operadores de redes de transporte. Os operadores de redes de transporte deverão poder desviar-se do cálculo coordenado da capacidade se a sua aplicação resultar numa violação dos limites de segurança operacional dos elementos da rede na sua zona de controlo. Esses desvios deverão ser cuidadosamente acompanhados e comunicados de forma transparente, a fim de evitar abusos e garantir que o volume da capacidade de interligação a disponibilizar aos participantes no mercado não seja limitado, com o objetivo de resolver o congestionamento no interior de uma zona de ofertas. Caso exista um plano de ação, este deverá ter em conta os desvios e abordar a sua causa.
- (22) Os princípios de base do mercado deverão prever que os preços da eletricidade sejam determinados através da oferta e da procura. Esses preços deverão indicar quando a eletricidade é necessária, proporcionando deste modo incentivos de mercado aos investimentos em fontes de flexibilidade, tais como a produção flexível, as interligações, a resposta da procura ou o armazenamento de energia.

⁽⁹⁾ Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (JO L 112 de 27.4.2016, p. 1).

- (23) Na medida em que a descarbonização do setor da eletricidade, em cujo mercado a energia de fontes renováveis tem vindo a ocupar uma parte significativa, é um dos objetivos da União da Energia, é fundamental que o mercado elimine os obstáculos existentes ao comércio transfronteiriço e promova o investimento em infraestruturas de apoio, por exemplo, mais fontes de produção flexível, interligações, resposta da procura e armazenamento de energia. Para apoiar esta mudança para uma produção variável e distribuída e assegurar que os princípios do mercado da energia constituem a base para os futuros mercados da eletricidade da União, é essencial uma tónica renovada nos mercados de curto prazo e na fixação de preços de escassez.
- (24) Os mercados de curto prazo melhoram a liquidez e a concorrência, permitindo que mais recursos participem plenamente no mercado, nomeadamente os recursos que são mais flexíveis. A efetiva fixação de preços de escassez estimulará os participantes no mercado a reagirem aos sinais do mercado e a estarem disponíveis quando o mercado mais necessita deles e assegura que estes podem recuperar os seus custos no mercado grossista. Por conseguinte, é essencial assegurar que os preços máximos administrativos e implícitos são suprimidos para permitir a fixação dos preços de escassez. Quando estiverem plenamente incorporados na estrutura do mercado, os mercados de curto prazo e os preços de escassez contribuem para a eliminação de outras medidas que provocam distorções do mercado, tais como os mecanismos de capacidade, a fim de garantir a segurança do abastecimento. Ao mesmo tempo, os preços de escassez sem limites de preços no mercado grossista não deverão comprometer a possibilidade de oferecer preços fiáveis e estáveis aos clientes finais, em particular os clientes domésticos, as pequenas e médias empresas (PME) e os clientes industriais.
- (25) Sem prejuízo do disposto nos artigos 107.º, 108.º e 109.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (TFUE), as derrogações aos princípios fundamentais destes mercados, como a responsabilidade de balanço, o despacho baseado no mercado e o redespacho, prejudicam a flexibilidade e funcionam como entraves ao desenvolvimento de soluções como o armazenamento de energia, a resposta da procura ou a agregação. Embora continuem a ser necessárias derrogações para evitar encargos administrativos desnecessários para certos participantes no mercado, em especial os clientes domésticos e as PME, as derrogações amplas que abrangem tecnologias inteiras não são coerentes com o objetivo de alcançar processos eficientes de descarbonização e baseados no mercado, devendo, portanto, ser substituídas por medidas mais específicas.
- (26) Uma condição indispensável para uma concorrência efetiva no mercado interno da eletricidade é a aplicação de tarifas não discriminatórias, transparentes e adequadas pela utilização das redes, incluindo as linhas de interligação da rede de transporte.
- (27) Os cortes descoordenados das capacidades de interligação limitam cada vez mais o comércio de eletricidade entre os Estados-Membros, tendo-se tornado um sério obstáculo ao desenvolvimento de um mercado interno da eletricidade funcional. Por conseguinte, deverão ser postos à disposição dos participantes no mercado o nível máximo de capacidade das interligações e os elementos críticos da rede, cumprindo as normas de segurança do funcionamento da rede, nomeadamente a norma de segurança para emergências (N-1). No entanto, existem algumas limitações à fixação do nível de capacidade numa rede em malha. É necessário estabelecer níveis mínimo claros de capacidade disponível para o comércio interzonal, que reduzam as consequências dos fluxos circulares e do congestionamento interno no comércio interzonal e deem um valor de capacidade previsível para os participantes no mercado. Caso seja utilizada uma abordagem baseada nos fluxos, essa capacidade mínima deverá determinar a percentagem mínima da capacidade de uma interligação ou de um elemento crítico interzonal ou interno da rede que respeite os limites de segurança operacional a utilizar como elemento para o cálculo da capacidade coordenada no âmbito do Regulamento (UE) 2015/1222, tendo em conta as emergências. A parte restante da capacidade pode ser utilizada para margens de fiabilidade, fluxos circulares e fluxos internos. Além disso, caso se prevejam problemas para garantir a segurança da rede, deverá ser prevista a possibilidade de estabelecer derrogações durante uma fase transitória limitada: Tais derrogações deverão ser acompanhadas de uma metodologia e de projetos que proporcionem uma solução a longo prazo.
- (28) A capacidade de transporte à qual será aplicável a abordagem do critério da capacidade mínima de 70 % de capacidade mínima será o transporte máximo de potência ativa que respeita os limites de segurança operacional e tem em conta as emergências. O cálculo coordenado desta capacidade de rede também tem em conta que os fluxos de eletricidade são distribuídos de forma desigual entre os elementos individuais e não se limitam a acrescentar capacidades às linhas de interligação. Esta capacidade não tem em conta fluxos circulares, fluxos internos ou a margem de fiabilidade que são tidas em conta nos remanescentes 30 %.

- (29) Importa evitar que as diferentes normas de segurança, de funcionamento e de planificação usadas pelos operadores da rede de transporte conduzam a distorções de concorrência. Além disso, deverá haver transparência para os participantes no mercado no que respeita às capacidades de transporte disponíveis e às normas de segurança, de planificação e de funcionamento que afetam essas capacidades.
- (30) Para orientar os investimentos necessários, os preços também devem dar sinais quanto às zonas em que a eletricidade é mais necessária. Numa rede de eletricidade zonal, os sinais de localização correta exigem uma definição coerente, objetiva e fiável das zonas de ofertas, mediante um processo transparente. A fim de assegurar o funcionamento eficiente e o planeamento da rede de eletricidade da União e fornecer sinais de preços eficazes às novas capacidades de produção, à resposta da procura e às infraestruturas de transporte, as zonas de ofertas deverão refletir o congestionamento estrutural. Em especial, a capacidade interzonal não deverá ser reduzida para solucionar o congestionamento interno.
- (31) A fim de refletir os princípios distintos de otimização das zonas de ofertas sem pôr em risco os mercados líquidos e os investimentos na rede, deverão ser previstas duas opções para resolver os congestionamentos. Os Estados-Membros poderão optar entre reconfigurar a sua zona de ofertas ou medidas tais como o reforço da rede e a otimização da rede. O ponto de partida para uma tal decisão deverá ser a identificação de congestionamentos estruturais a longo prazo pelo operador ou pelos operadores de rede de transporte de um Estado-Membro, por um relatório da Rede europeia dos operadores de redes de transporte de eletricidade (a «REORT para a eletricidade») ou por um reexame das zonas de ofertas. Os Estados-Membros deverão tentar encontrar primeiro uma solução comum sobre a melhor forma de resolver os congestionamentos. Para tal, os Estados-Membros poderiam adotar planos de ação nacionais ou multinacionais para resolver os congestionamentos. Aos Estados-Membros que adotem um plano de ação para resolver os congestionamentos dever-se-á aplicar um período de transição sob a forma de trajetória linear para a abertura das interligações. No final da execução do presente plano de ação, os Estados-Membros deverão ter a possibilidade de decidir se optam pela reconfiguração da(s) zona(s) de ofertas ou se optam por aplicar aos restantes congestionamentos medidas corretivas cujos custos ficam a seu cargo. Neste último caso, a reconfiguração da sua zona de oferta não deverá ser efetuada contra a vontade desse Estado-Membro, desde que o nível mínimo de capacidade seja alcançado. Os níveis mínimos de capacidade que deverão ser utilizados no cálculo da capacidade coordenada deverão ser uma percentagem da capacidade de um elemento crítico da rede, tal como definido após o processo de seleção no âmbito do Regulamento (UE) 2015/1222, ou no caso de uma abordagem baseada nos fluxos, respeitando os limites de segurança operacional em situações de emergência. Uma decisão da Comissão em matéria de configuração da zona de ofertas deverá ser possível como medida de último recurso e deverá alterar apenas a configuração da zona de ofertas nos Estados-Membros que tenham optado por uma separação ou que não tenham atingido o nível mínimo de capacidade.
- (32) Uma descarbonização eficaz da rede de eletricidade através da integração dos mercados exige a eliminação sistemática dos obstáculos ao comércio transfronteiriço, para superar a fragmentação do mercado e permitir que os clientes de energia da União beneficiem plenamente das vantagens da integração e da concorrência nos mercados da eletricidade.
- (33) O presente regulamento deverá estabelecer princípios básicos no que se refere à tarifação e à atribuição de capacidades, prevenindo simultaneamente a adoção de orientações que definam outros princípios e metodologias relevantes, a fim de permitir uma rápida adaptação à evolução das circunstâncias.
- (34) A gestão dos problemas de congestionamento deverá fornecer sinais económicos corretos aos operadores das redes de transporte e aos participantes no mercado e deverá basear-se em mecanismos de mercado.
- (35) Num mercado aberto e competitivo, os operadores das redes de transporte de origem e de destino dos fluxos transfronteiriços de eletricidade deverão compensar os operadores das redes de transporte que acolhem esses fluxos transfronteiriços nas suas redes pelos custos suportados em consequência desse facto.
- (36) Os pagamentos compensatórios e os montantes recebidos a título de balanço entre operadores de redes de transporte deverão ser tidos em conta aquando do estabelecimento das tarifas das redes nacionais.
- (37) Dado que o montante efetivo a pagar pelo acesso transfronteiriço à rede pode variar consideravelmente em função dos operadores das redes de transporte envolvidas e das diferenças de estrutura dos sistemas de tarifação aplicados nos Estados-Membros, é necessário um certo grau de harmonização para evitar distorções do comércio.

- (38) Deverão ser estabelecidas regras sobre a utilização das receitas provenientes dos procedimentos de gestão dos congestionamentos, a menos que a natureza específica da interligação em causa justifique uma isenção temporária dessas regras.
- (39) Para garantir condições de igualdade entre todos os participantes no mercado, as tarifas de rede deverão ser aplicadas de forma que não discriminem, quer positiva quer negativamente, entre a produção ligada à distribuição e a produção ligada ao transporte. As tarifas de rede não deverão estabelecer qualquer discriminação contra o armazenamento de energia, nem criar desincentivos à participação na resposta da procura ou constituírem um obstáculo ao aumento da eficiência energética.
- (40) A fim de aumentar a transparência e a comparabilidade na fixação de tarifas nos casos em que não se considera adequada a harmonização obrigatória, deverá ser emitido um relatório sobre boas práticas em matéria de metodologia tarifária pela Agência Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia («ACER») criada pelo Regulamento (UE) 2019/942 do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽¹⁰⁾.
- (41) Para melhor assegurar um nível ótimo de investimento na rede transeuropeia e melhor enfrentar o desafio de realizar os projetos de interligação que sejam viáveis, mas não possam ser concretizados por não estarem identificados como prioritários a nível nacional, deve reexaminar-se a utilização das receitas associadas ao congestionamento e contribuir para garantir a disponibilidade e manter ou aumentar as capacidades de interligação.
- (42) A fim de assegurar uma gestão ótima da rede de transporte de eletricidade e permitir o comércio e o fornecimento de eletricidade na União, à escala transfronteiriça, deverá ser criada uma REORT para a eletricidade. As funções da REORT para a eletricidade deverão ser desempenhadas na observância das regras de concorrência da União, que se mantêm aplicáveis às decisões da REORT para a eletricidade. As funções da REORT para a eletricidade deverão ser bem definidas e o seu método de trabalho deverá assegurar eficiência e transparência. Os códigos de rede elaborados pela REORT para a eletricidade não se destinam a substituir os necessários códigos de rede nacionais aplicáveis às questões não transfronteiriças. Dado que é possível alcançar progressos mais eficazes mediante uma abordagem a nível regional, os operadores das redes de transporte deverão instituir estruturas regionais no âmbito da estrutura de cooperação global, assegurando simultaneamente que os resultados a nível regional sejam compatíveis com os códigos de rede e os planos decenais não vinculativos de desenvolvimento das redes a nível da União. Os Estados-Membros deverão promover a cooperação e fiscalizar a eficácia da rede a nível regional. A cooperação a nível regional deverá ser compatível com a evolução para um mercado interno da eletricidade competitivo e eficaz.
- (43) A REORT para a eletricidade deverá realizar uma sólida avaliação a médio e longo prazo sobre a adequação dos recursos a nível europeu, estabelecendo uma base objetiva para a avaliação dessa adequação. As questões de adequação dos recursos, que os mecanismos de capacidade abordam, deverão basear-se na avaliação da adequação dos recursos a nível europeu. Essa avaliação poderá ser complementada por avaliações nacionais.
- (44) A metodologia para a avaliação da adequação dos recursos a longo prazo (desde os próximos dez anos até ao próximo ano) conforme prevista no presente regulamento, tem uma finalidade diferente das avaliações da adequação sazonais (para os seis meses seguintes), tal como previsto no artigo 9.º do Regulamento (UE) 2019/941 do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽¹¹⁾. As avaliações a médio e longo prazo são principalmente utilizadas para identificar problemas de adequação e aferir a necessidade de adotar mecanismos de capacidade, enquanto as avaliações da adequação sazonais são utilizadas para alertar para os riscos a curto prazo que possam ocorrer nos seis meses seguintes e que sejam suscetíveis de conduzir a uma deterioração significativa da situação da oferta de energia elétrica. Além disso, os centros de coordenação regionais também realizam as avaliações de adequação regional em matéria de gestão do sistema de transporte de eletricidade. Trata-se de avaliações de adequação de muito curto prazo (desde a próxima semana até ao dia seguinte) utilizadas no âmbito da exploração da rede.
- (45) Antes de introduzir esses mecanismos de capacidade, os Estados-Membros deverão avaliar as distorções regulamentares que contribuem para os problemas de adequação dos recursos. Os Estados-Membros deverão tomar medidas para eliminar as distorções identificadas e deverão adotar um calendário para a sua aplicação. Os mecanismos de capacidade só deverão ser introduzidos para fazer face aos problemas de adequação que não possam ser resolvidos através da supressão de tais distorções.

⁽¹⁰⁾ Regulamento (UE) 2019/942 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (ver página 22 do presente Jornal Oficial).

⁽¹¹⁾ Regulamento (UE) 2019/941 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade e que revoga a Diretiva 2005/89/CE (ver página 1 do presente Jornal Oficial).

- (46) Os Estados-Membros que pretendam introduzir mecanismos de capacidade deverão identificar os objetivos de adequação dos recursos através de um processo transparente e verificável. Os Estados-Membros deverão ter a liberdade de estabelecer o seu próprio nível desejado de segurança do abastecimento.
- (47) Nos termos do artigo 108.º do TFUE, a Comissão tem competência exclusiva para avaliar a compatibilidade com o mercado interno das medidas de auxílio estatal que os Estados-Membros possam adotar. Essa avaliação é efetuada ao abrigo do artigo 107.º, n.º 3, do TFUE e nos termos das disposições e orientações pertinentes que a Comissão adote para esse efeito. O presente regulamento aplica-se sem prejuízo da competência exclusiva da Comissão conferida pelo TFUE.
- (48) Os mecanismos de capacidade existentes deverão ser reexaminados à luz do presente regulamento.
- (49) Deverão ser estabelecidas no presente regulamento regras pormenorizadas para facilitar a participação transfronteiriça eficaz nos mecanismos de capacidade. Os operadores de redes de transporte deverão facilitar a participação transfronteiriça dos produtores interessados nos mecanismos de capacidade de outros Estados-Membros. Por conseguinte, deverão calcular as capacidades até que a participação transfronteiriça seja possível, deverão permitir a participação e deverão verificar as disponibilidades. As entidades reguladoras deverão aplicar as regras transfronteiriças nos Estados-Membros.
- (50) Os mecanismos de capacidade não deverão ter como consequência uma compensação em excesso, garantindo simultaneamente a segurança do abastecimento. Para esse efeito, deverão ser criados mecanismos de capacidade que não sejam reservas estratégicas, a fim de assegurar que o preço pago pela disponibilidade tenda automaticamente para zero quando se esperar que o nível de capacidade que seria rentável no mercado da energia na ausência de um mecanismo de capacidade seja adequado para dar resposta ao nível de capacidade procurada.
- (51) Para apoiar os Estados-Membros e as regiões que enfrentam desafios sociais, industriais e económicos devido à transição energética, a Comissão criou uma iniciativa relativa a regiões dependentes do carvão e do carbono. Nesse contexto, a Comissão deverá ajudar os Estados-Membros, incluindo com apoio financeiro orientado para permitir uma «transição justa» nessas regiões, sempre que possível.
- (52) Tendo em conta as diferenças entre os sistemas energéticos nacionais e as limitações técnicas das redes de eletricidade existentes, a melhor abordagem para conseguir progressos na integração do mercado será frequentemente a nível regional. A cooperação regional entre os operadores das redes de transporte deverá, por conseguinte, ser reforçada. A fim de garantir uma cooperação eficaz, um novo quadro regulamentar deverá prever uma governação e supervisão regulamentar regionais reforçadas, incluindo através da atribuição de poderes de decisão à ACER no que diz respeito às questões transfronteiriças. É possível que uma cooperação mais estreita entre os Estados-Membros possa ser igualmente necessária em situações de crise, a fim de aumentar a segurança do abastecimento e limitar as distorções do mercado.
- (53) A coordenação entre os operadores de redes de transporte a nível regional foi formalizada com a obrigatoriedade da participação dos operadores de redes de transporte na coordenação regional de segurança. A coordenação regional dos operadores de redes de transporte deverá continuar a ser desenvolvida com um reforço do quadro institucional através da criação de centros de coordenação regionais. A criação de centros de coordenação regionais deverá ter em conta as atuais iniciativas ou as iniciativas previstas de coordenação regional e deverá apoiar o funcionamento cada vez mais integrado das redes de eletricidade em toda a União, garantindo assim o seu desempenho eficiente e seguro. Por esse motivo, é necessário assegurar que a coordenação dos operadores de redes de transporte seja feita através de centros de coordenação regionais em toda a União. Caso os operadores de redes de transporte de uma dada região ainda não estiverem sujeitos a coordenação por um centro de coordenação regional existente ou previsto, os operadores de redes de transporte dessa região deverão estabelecer ou designar um centro de coordenação regional.
- (54) O âmbito geográfico dos centros de coordenação regionais deverá permitir-lhes contribuir de forma eficaz para a coordenação das atividades dos operadores das redes de transporte nas regiões e deverá conduzir ao reforço do sistema de segurança e da eficiência do mercado. Os centros de coordenação regionais deverão ter flexibilidade para desempenhar as suas funções na região da forma mais adequada à natureza das tarefas específicas que lhes tiverem sido confiadas.

- (55) Os centros de coordenação regionais deverão desempenhar funções quando a regionalização de funções criar valor acrescentado, em comparação com as funções desempenhadas a nível nacional. As funções dos centros de coordenação regionais deverão abranger as funções desempenhadas pelos coordenadores de segurança regional, nos termos do Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão ⁽¹²⁾, bem como as funções adicionais de gestão da rede, funcionamento do mercado e preparação para o risco. As funções exercidas pelos centros de coordenação regional não deverão incluir o funcionamento em tempo real da rede de eletricidade.
- (56) No desempenho das suas funções, os centros de coordenação regionais deverão contribuir para a realização dos objetivos definidos para 2030 e 2050 no quadro político em matéria de clima e energia.
- (57) Os centros de coordenação regionais deverão atuar privilegiando o interesse do funcionamento da rede e do mercado da região. Por conseguinte, os centros de coordenação regionais deverão dispor dos poderes de decisão necessários para coordenar as ações a adotar pelos operadores das redes de transporte da região no desempenho de determinadas funções de gestão da rede e desempenhar um papel consultivo reforçado nas restantes funções.
- (58) Os recursos humanos, técnicos, materiais e financeiros dos centros de coordenação regionais não deverão exceder o estritamente necessário para o desempenho das suas funções.
- (59) A REORT para a eletricidade deverá assegurar que as atividades dos centros de coordenação regionais são coordenadas para lá das fronteiras regionais.
- (60) A fim de aumentar a eficiência das redes de distribuição de eletricidade na União e de assegurar uma cooperação estreita entre os operadores de redes de transporte e a REORT para a eletricidade, será criada uma entidade dos operadores da rede de distribuição da União (a seguir designada «entidade ORDUE»). As funções da entidade ORDUE deverão ser bem definidas e o seu método de trabalho deve assegurar a eficiência, representatividade e transparência entre os operadores das redes de distribuição da União. A entidade ORDUE deverá cooperar estreitamente com a REORT para a eletricidade no que respeita à elaboração e aplicação dos códigos de rede, quando aplicável, e deverá fornecer orientações, nomeadamente, sobre a produção distribuída e o armazenamento de energia nas redes de distribuição, ou noutros domínios relacionados com a gestão das redes de distribuição. A entidade ORDUE também deverá ter devidamente em conta as especificidades inerentes às redes de distribuição ligadas a redes elétricas a jusante em ilhas que não estejam ligadas a outras redes elétricas através de interligações.
- (61) É necessário intensificar a cooperação e a coordenação entre os operadores das redes de transporte, a fim de criar códigos de rede para o fornecimento e a gestão do acesso efetivo e transparente às redes de transporte à escala transfronteiriça, e assegurar, por um lado, um planeamento coordenado e com suficiente perspetiva de futuro e, por outro, uma sólida evolução técnica para o sistema de transporte na União, incluindo a criação de capacidades de interligação, com a devida atenção ao ambiente. Esses códigos de rede deverão estar em sintonia com as orientações-quadro não vinculativas («orientações-quadro») e que são definidas pela ACER. A ACER deverá desempenhar um papel no reexame, com base em elementos de facto, dos projetos de códigos de rede, nomeadamente no que toca ao cumprimento das orientações-quadro, podendo recomendá-los para adoção pela Comissão. A ACER deverá avaliar as propostas de modificação dos códigos de rede, podendo recomendá-las para adoção pela Comissão. Os operadores das redes de transporte deverão explorar as suas redes de acordo com estes códigos de rede.
- (62) A experiência adquirida com o desenvolvimento e adoção dos códigos de rede demonstrou que é conveniente simplificar o processo de desenvolvimento mediante a clarificação de que a ACER tem o direito de rever os projetos de códigos de rede de eletricidade antes de os submeter à apreciação da Comissão.
- (63) Para garantir o funcionamento harmonioso do mercado interno da eletricidade, deverão prever-se procedimentos que permitam à Comissão aprovar decisões e orientações em matéria, por exemplo, de tarifação e de atribuição de capacidades, assegurando simultaneamente o envolvimento das entidades reguladoras neste processo, se necessário através da sua associação a nível da União. As entidades reguladoras, em conjunto com outras autoridades competentes nos Estados-Membros, têm um importante papel a desempenhar pelo contributo que podem prestar para o bom funcionamento do mercado interno da eletricidade.

⁽¹²⁾ Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade (JO L 220 de 25.8.2017, p. 1).

- (64) O trabalho que se prevê confiar à REORT para a eletricidade interessa a todos os participantes no mercado. Por conseguinte, é essencial um processo de consulta efetivo, cabendo um papel importante às estruturas existentes que foram instituídas para o facilitar e racionalizar através das entidades reguladoras ou da ACER.
- (65) Para assegurar maior transparência no que diz respeito ao conjunto da rede de transporte de eletricidade na União, a REORT para a eletricidade deverá elaborar, publicar e atualizar regularmente um plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União. Este plano de desenvolvimento da rede deverá incluir as redes de transporte de eletricidade viáveis e as interligações regionais necessárias, relevantes sob o ponto de vista comercial ou da segurança do abastecimento.
- (66) Os investimentos em novas infraestruturas de vulto deverão ser firmemente promovidos, assegurando simultaneamente o funcionamento adequado do mercado interno da eletricidade. A fim de realçar o efeito positivo que as interligações de corrente contínua isentadas exercem na concorrência e na segurança do abastecimento, deverá ser testado o interesse do mercado durante a fase de planeamento do projeto e deverão ser aprovadas regras de gestão dos congestionamentos. Se as interligações de corrente contínua estiverem localizadas no território de mais de um Estado-Membro, a ACER deverá, em último recurso, tratar o pedido de isenção a fim de ter em devida consideração as suas implicações transfronteiriças e facilitar o seu tratamento administrativo. Por outro lado, dado o perfil de risco excecional da construção destes grandes projetos infraestruturais isentados, as empresas com interesses na comercialização e produção deverão poder beneficiar de uma isenção temporária da plena aplicação das regras de separação, no caso de projetos desse tipo. As isenções concedidas em virtude do Regulamento (CE) n.º 1228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽¹³⁾ continuarão a aplicar-se até à data de caducidade prevista na decisão de concessão de isenção. As infraestruturas de eletricidade offshore com dupla funcionalidade (os chamados «ativos híbridos offshore») que combinam o transporte de energia eólica offshore para terra e interligações devem também ser elegíveis para efeitos de isenção, nomeadamente ao abrigo das regras aplicáveis às novas interligações de corrente contínua. Sempre que necessário, o quadro regulamentar deve ter devidamente em conta a situação específica desses ativos, a fim de superar os obstáculos à realização de ativos híbridos offshore socialmente rentáveis.
- (67) Para aumentar a confiança no mercado, importa transmitir aos seus participantes a certeza de que quem se envolver em comportamentos abusivos pode ser alvo de sanções efetivas, proporcionadas e dissuasivas. As autoridades competentes deverão dispor de competências para investigar de modo efetivo alegações sobre abusos de mercado. É, por conseguinte, necessário que as autoridades competentes tenham acesso a dados que informem acerca das decisões operacionais tomadas pelos fornecedores. No mercado da eletricidade, muitas decisões importantes são tomadas pelos produtores, que deverão manter a informação sobre as mesmas ao dispor das autoridades competentes e facilmente acessível a estas últimas durante um prazo estabelecido. As autoridades competentes deverão, além disso, fiscalizar regularmente o cumprimento dos operadores das redes de transporte das normas. Os pequenos produtores que não têm possibilidade real de falsear o mercado, deverão ficar isentos desta obrigação.
- (68) Os Estados-Membros e as autoridades competentes devem fornecer as informações relevantes à Comissão. Essas informações devem ser tratadas confidencialmente pela Comissão. Se necessário, a Comissão deverá ter a possibilidade de pedir as informações relevantes diretamente às empresas envolvidas, desde que as autoridades nacionais competentes sejam informadas.
- (69) Os Estados-Membros deverão estabelecer regras no que se refere às sanções aplicáveis às infrações ao disposto no presente regulamento e garantir a sua aplicação. Essas sanções deverão ser efetivas, proporcionadas e dissuasivas.
- (70) Os Estados-Membros, as Partes Contratantes da Comunidade da Energia e outros países terceiros que apliquem o presente regulamento, ou sejam parte da rede síncrona da Europa continental devem cooperar estreitamente sobre todas as questões relativas ao desenvolvimento de uma região integrada de comércio de eletricidade e devem abster-se de tomar quaisquer medidas suscetíveis de pôr em risco uma maior integração dos mercados da eletricidade ou a segurança do abastecimento dos Estados-Membros e das Partes Contratantes.
- (71) Quando o Regulamento (CE) n.º 714/2009 foi adotado, existiam apenas algumas regras para o mercado interno da eletricidade a nível da União. Desde então, o mercado interno da União tornou-se mais complexo devido à mudança fundamental em curso nos mercados, nomeadamente no que diz respeito à implantação da produção de eletricidade de fontes de energia renovável variável para a produção de eletricidade. Assim, os códigos de rede e as orientações tornaram-se mais extensas e abrangentes, abordando tanto questões gerais como técnicas.

⁽¹³⁾ Regulamento (CE) n.º 1228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade (JO L 176 de 15.7.2003, p. 1).

- (72) A fim de assegurar o grau mínimo de harmonização necessário para o funcionamento eficaz do mercado, o poder de adotar atos nos termos do artigo 290.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia deverá ser delegado na Comissão no que diz respeito a elementos não essenciais de determinadas áreas específicas fundamentais para a integração do mercado. Esses atos deverão incluir a adoção e alteração de determinados códigos de rede e orientações quando completam o presente regulamento, a área geográfica para a cooperação regional dos operadores de redes de transporte, compensações financeiras entre operadores de redes de transporte, bem como a aplicação das disposições em matéria de isenção para novas interligações. É particularmente importante que a Comissão proceda às consultas adequadas durante os trabalhos preparatórios, inclusive ao nível dos peritos, e que essas consultas sejam conduzidas de acordo com os princípios estabelecidos no Acordo Interinstitucional, de 13 de abril de 2016, sobre legislar melhor ⁽¹⁴⁾. Em particular, a fim de assegurar a igualdade de participação na preparação dos atos delegados, o Parlamento Europeu e o Conselho recebem todos os documentos ao mesmo tempo que os peritos dos Estados-Membros, e os respetivos peritos têm sistematicamente acesso às reuniões dos grupos de peritos da Comissão que tratem da preparação dos atos delegados.
- (73) A fim de assegurar condições uniformes para a execução do presente regulamento, deverão ser atribuídas competências de execução à Comissão nos termos do artigo 291.º do TFUE. Essas competências deverão ser exercidas nos termos do Regulamento (UE) n.º 182/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽¹⁵⁾. Os referidos atos de execução deverão ser adotados pelo procedimento de exame.
- (74) Atendendo a que o objetivo do presente regulamento, a saber, a criação de um quadro harmonizado para o comércio transfronteiriço de eletricidade, não pode ser suficientemente alcançado pelos Estados-Membros, mas pode, devido à sua escala e efeitos, ser mais bem alcançado ao nível da União, a União pode tomar medidas em conformidade com o princípio da subsidiariedade consagrado no artigo 5.º do Tratado da União Europeia. Em conformidade com o princípio da proporcionalidade consagrado no mesmo artigo, o presente regulamento não excede o necessário para atingir esse objetivo.
- (75) Por razões de coerência e de segurança jurídica, o presente regulamento aplica-se sem prejuízo das derrogações decorrentes do artigo 66.º da Diretiva (UE) 2019/944,

ADOTARAM O PRESENTE REGULAMENTO:

CAPÍTULO I

OBJETO, ÂMBITO DE APLICAÇÃO E DEFINIÇÕES

Artigo 1.º

Objeto e âmbito de aplicação

O presente regulamento visa:

- a) Estabelecer a base para a prossecução dos objetivos da União da Energia e em especial o quadro em matéria de clima e energia para 2030, permitindo que os sinais de mercado sejam considerados para efeitos de uma maior eficiência, de uma percentagem mais elevada de fontes de energia renovável, de segurança do abastecimento, de flexibilidade, de sustentabilidade, de descarbonização e de inovação;
- b) Definir princípios fundamentais para o bom funcionamento de mercados integrados da eletricidade que permitam um acesso não discriminatório ao mercado de todos os fornecedores de recursos e clientes de eletricidade, capacitem os consumidores, garantirem a competitividade no mercado global, a resposta da procura, o armazenamento de energia e a eficiência energética e facilitem a agregação da procura e da oferta na distribuição, permitindo a integração do mercado e a integração setorial, bem como a remuneração de mercado da eletricidade de fontes renováveis;

⁽¹⁴⁾ JO L 123 de 12.5.2016, p. 1.

⁽¹⁵⁾ Regulamento (UE) n.º 182/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de fevereiro de 2011, que estabelece as regras e os princípios gerais relativos aos mecanismos de controlo pelos Estados-Membros do exercício das competências de execução pela Comissão (JO L 55 de 28.2.2011, p. 13).

- c) Criar regras equitativas em matéria de comércio transfronteiriço de eletricidade, aumentando assim a concorrência no mercado interno da eletricidade, tendo em conta as características particulares dos mercados nacionais e regionais, incluindo a criação de um mecanismo de balanço para os fluxos transfronteiriços de eletricidade, o estabelecimento de princípios harmonizados no que se refere às tarifas para o transporte transfronteiriço e a atribuição das capacidades disponíveis de interligação entre as redes de transporte nacionais;
- d) Facilitar a emergência de um mercado grossista transparente e em bom funcionamento, que contribua para um elevado nível de segurança do abastecimento de eletricidade, e prevendo mecanismos para a harmonização das regras aplicáveis ao comércio transfronteiriço de eletricidade.

Artigo 2.º

Definições

São aplicáveis as seguintes definições:

- 1) «Interligação», uma linha de transporte que atravessa ou transpõe uma fronteira entre Estados-Membros e que liga as redes de transporte nacionais dos Estados-Membros;
- 2) «Entidade reguladora», uma entidade reguladora designada por cada Estado-Membro nos termos do artigo 57.º, n.º 1, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 3) «Fluxo transfronteiriço», o fluxo físico de eletricidade numa rede de transporte de um Estado-Membro, resultante do impacto da atividade de produtores, clientes, ou ambos, situados fora desse Estado-Membro sobre a sua rede de transporte;
- 4) «Congestionamento», uma situação em que não é possível satisfazer todos os pedidos dos participantes no mercado para realizarem transações entre zonas de rede, uma vez que implicariam transportar fluxos físicos significativos através de elementos da rede que não têm capacidade para tal;
- 5) «Nova interligação», uma interligação não terminada até 4 de agosto de 2003;
- 6) «Congestionamento estrutural», o congestionamento da rede de transporte que é capaz de ser inequivocamente definido, é previsível, apresenta estabilidade geográfica ao longo do tempo e ocorre frequentemente nas condições normais da rede de eletricidade;
- 7) «Operador de mercado», uma entidade que presta um serviço em que as propostas de venda da eletricidade são comparadas com as propostas de compra de eletricidade;
- 8) «Operador nomeado do mercado da eletricidade», um operador de mercado designado pela autoridade competente para desempenhar funções relacionadas com o acoplamento único do mercado para o dia seguinte ou intradiário;
- 9) «Valor da energia não distribuída», uma estimativa em euros/MWh do preço máximo da eletricidade que os clientes estão dispostos a pagar para evitar uma indisponibilidade de serviço;
- 10) «Balanço», todas as ações e processos, em todos os prazos, através dos quais os operadores de redes de transporte asseguram, de forma duradoura, a manutenção da frequência da rede dentro de um determinado intervalo de estabilidade e o cumprimento do volume de reservas necessário para respeitar os padrões de qualidade exigidos;
- 11) «Energia de balanço», a energia utilizada pelos operadores das redes de transporte para efetuar o balanço;
- 12) «Prestador de serviços de balanço», um participante no mercado que fornece energia de balanço e/ou capacidade de balanço aos operadores de redes de transporte;
- 13) «Capacidade de balanço», um volume de capacidade que um prestador de serviços de balanço aceitou manter e em relação ao qual o prestador de serviços de balanço concordou em apresentar propostas para o volume correspondente da energia de balanço ao operador da rede de transporte, durante o período de vigência do contrato;
- 14) «Agente de mercado responsável pela liquidação de desvios», um participante no mercado, ou o seu representante designado, responsável pelos seus desvios no mercado da eletricidade;
- 15) «Período de liquidação de desvios», a unidade de tempo em que o desvio dos agentes de mercado responsáveis pela liquidação de desvios é calculado;

- 16) «Preço de desvio», o preço, quer seja positivo, negativo ou igual a zero, em cada período de liquidação de desvios, do desvio em cada direção;
- 17) «Zona de preços de desvio», a área em que um preço de desvio é calculado;
- 18) «Processo de pré-qualificação», o processo de verificação do cumprimento de um fornecedor de capacidade de balanço com os requisitos estabelecidos pelos operadores das redes de transporte;
- 19) «Capacidade em reserva», a quantidade de reservas de controlo da frequência, reservas de restabelecimento da frequência ou reservas de substituição que tem de estar à disposição do operador da rede de transporte;
- 20) «Despacho prioritário», no modelo de autodespacho, o despacho de centrais elétricas com base em critérios diferentes da ordem económica das propostas e, no modelo de despacho centralizado, o despacho de centrais elétricas com base em critérios diferentes da ordem económica das propostas e dos condicionalismos da rede, dando prioridade ao despacho de determinadas tecnologias de produção;
- 21) «Região de cálculo da capacidade», a zona geográfica à qual é aplicável o cálculo da capacidade coordenada;
- 22) «Mecanismo de capacidade», uma medida temporária destinada a assegurar o nível necessário de adequação dos recursos através da remuneração dos recursos com base na sua disponibilidade, não incluindo as medidas relativas a serviços de sistema ou à gestão do congestionamento;
- 23) «Cogeração de elevada eficiência», a cogeração que corresponde aos critérios enunciados no anexo II da Diretiva 2012/27/UE do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽¹⁶⁾;
- 24) «Projeto de demonstração», um projeto demonstrativo de uma tecnologia única no seu género na União e representando uma inovação substantiva que transcende o estado da técnica;
- 25) «Participante no mercado», a pessoa singular ou coletiva que compra, vende ou produz eletricidade, que está envolvida na agregação ou que é um operador de serviços de resposta da procura ou de serviços de armazenamento de energia, incluindo através da colocação de ordens de negociação, em um ou mais mercados de eletricidade, incluindo nos mercados de balanço de energia;
- 26) «Redespacho», uma medida, incluindo o deslastre, ativada por um ou mais operadores das redes de transporte ou das redes de distribuição, que altera o padrão de produção, de carga, ou ambos, com o objetivo de mudar os fluxos físicos na rede de eletricidade e aliviar os congestionamentos físicos ou assegurar de outro modo a segurança do sistema;
- 27) «Trocas compensatórias», a troca interzonal realizada pelos operadores das redes entre duas zonas de ofertas, para aliviar os congestionamentos físicos;
- 28) «Instalação de produção de energia», uma instalação que converte energia primária em energia elétrica e que consiste num ou mais módulos geradores ligados a uma rede;
- 29) «Modelo de despacho central», um modelo de programação e de despacho no âmbito do qual os programas de geração e os programas de consumo, bem como o despacho das instalações de produção de energia e das instalações de consumo, no tocante a instalações despacháveis, são estabelecidos por um operador de redes de transportes no âmbito do processo de programação integrado;
- 30) «Modelo de autodespacho», um modelo de programação e de despacho no âmbito do qual os programas de geração e os programas de consumo, bem como o despacho das instalações de produção de energia e das instalações de consumo, são estabelecidos pelos agentes de programação dessas instalações;
- 31) «Produto normalizado de balanço», um produto de balanço harmonizado definido por todos os operadores de redes de transportes para troca de serviços de balanço;
- 32) «Produto específico de balanço», um produto de balanço diferente de um produto de balanço não-normalizado;
- 33) «Operador delegado», uma entidade a quem tarefas e obrigações específicas confiadas a um operador das redes de transporte ou a um operador do mercado da eletricidade nomeado, ao abrigo do presente regulamento ou de outro atos jurídicos da União, foram delegadas por esses operadores de redes de transportes ou operadores do mercado da eletricidade nomeado ou atribuídas por um Estado-Membro ou por uma entidade reguladora;

⁽¹⁶⁾ Diretiva 2012/27/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética, que altera as Diretivas 2009/125/CE e 2010/30/UE e revoga as Diretivas 2004/8/CE e 2006/32/CE (JO L 315 de 14.11.2012, p. 1).

- 34) «Cliente», um cliente na aceção do artigo 2.º, ponto 1, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 35) «Cliente final», um cliente final na aceção do artigo 2.º, ponto 3, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 36) «Cliente grossista», um cliente grossista na aceção do artigo 2.º, ponto 2, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 37) «Cliente doméstico», um cliente doméstico na aceção do artigo 2.º, ponto 4, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 38) «Pequena empresa», uma pequena empresa na aceção do artigo 2.º, ponto 7, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 39) «Cliente ativo», um cliente ativo na aceção do artigo 2.º, ponto 8, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 40) «Mercados da eletricidade», mercados de eletricidade na aceção do artigo 2.º, ponto 9, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 41) «Comercialização», comercialização na aceção do artigo 2.º, ponto 12, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 42) «Contratos de fornecimento de eletricidade», contratos de fornecimento de eletricidade na aceção do artigo 2.º, ponto 13, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 43) «Agregação», uma agregação na aceção do artigo 2.º, ponto 18, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 44) «Resposta da procura», uma resposta da procura na aceção do artigo 2.º, ponto 20, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 45) «Sistema de contadores inteligentes», um sistema de contadores inteligentes na aceção do artigo 2.º, ponto 23, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 46) «Interoperabilidade», interoperabilidade na aceção do artigo 2.º, ponto 24, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 47) «Distribuição», uma distribuição na aceção do artigo 2.º, ponto 28, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 48) «Operador da rede de distribuição», operador da rede de distribuição na aceção do artigo 2.º, ponto 29, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 49) «Eficiência energética», eficiência energética na aceção do artigo 2.º, ponto 30, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 50) «Energia de fontes renováveis» ou «energia renovável», uma energia proveniente de fontes renováveis na aceção do artigo 2.º, ponto 31, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 51) «Produção distribuída», uma produção distribuída na aceção do artigo 2.º, ponto 32, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 52) «Transporte», um transporte na aceção do artigo 2.º, ponto 34, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 53) «Operador da rede de transporte», um operador da rede de transporte na aceção do artigo 2.º, ponto 35, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 54) «Utilizador da rede», um utilizador da rede na aceção do artigo 2.º, ponto 36, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 55) «Produção», produção na aceção do artigo 2.º, ponto 37, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 56) «Produtor», um produtor na aceção do artigo 2.º, ponto 38, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 57) «Rede interligada», uma rede interligada na aceção do artigo 2.º, ponto 40, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 58) «Pequena rede isolada», pequena rede isolada na aceção do artigo 2.º, ponto 42, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 59) «Pequena rede interligada», pequena rede interligada na aceção do artigo 2.º, ponto 43, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 60) «Serviço de sistema», um serviço de sistema na aceção do artigo 2.º, ponto 48, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 61) «Serviço de sistema não associado à frequência», um serviço de sistema não associado à frequência na aceção do artigo 2.º, ponto 49, da Diretiva (UE) 2019/944;

- 62) «Armazenamento de energia», um armazenamento de energia na aceção do artigo 2.º, ponto 59, da Diretiva (UE) 2019/944;
- 63) «Centro de coordenação regional», o centro de coordenação regional estabelecido nos termos do artigo 35.º do presente regulamento;
- 64) «Mercado grossista de energia», Mercado grossista de energia na aceção do artigo 2.º, ponto 6, do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽¹⁷⁾;
- 65) «Zona de ofertas», a mais vasta zona geográfica dentro da qual os participantes no mercado podem trocar energia sem atribuição de capacidade;
- 66) «Atribuição de capacidade», a atribuição de capacidade interzonal;
- 67) «Zona de controlo», uma parte coerente da rede interligada, operada por um único operador de rede, incluindo cargas físicas ligadas e/ou unidades de produção, quando existam;
- 68) «Capacidade líquida coordenada de transporte», método de cálculo da capacidade baseado no princípio da avaliação e da definição *ex ante* do intercâmbio máximo de energia entre zonas de ofertas adjacentes;
- 69) «Elemento crítico da rede», um elemento da rede, situado dentro de uma zona de ofertas ou entre zonas de ofertas, tido em conta no processo de cálculo da capacidade, que limita a quantidade de energia que pode ser trocada;
- 70) «Capacidade intrazonal», a capacidade da rede interligada para suportar a transferência de energia entre zonas de ofertas;
- 71) «Unidade de geração», um gerador de eletricidade único pertencente a uma unidade de produção.

CAPÍTULO II

REGRAS GERAIS APLICÁVEIS AO MERCADO DA ELETRICIDADE:

Artigo 3.º

Princípios relativos ao funcionamento dos mercados da eletricidade

Os Estados-Membros, as entidades reguladoras, os operadores de redes de transporte, os operadores de redes de distribuição, os operadores do mercado e os operadores delegados devem garantir que os mercados da eletricidade são explorados de acordo com os seguintes princípios:

- a) Os preços são formados com base na procura e na oferta;
- b) As regras do mercado devem incentivar a livre formação de preços e devem evitar as ações que impeçam a formação dos preços em função da oferta e da procura;
- c) As regras do mercado devem promover o desenvolvimento de uma produção mais flexível, de uma produção hipocarbónica sustentável e de uma maior flexibilidade da procura;
- d) Os clientes devem poder beneficiar das oportunidades de mercado e do aumento da concorrência nos mercados retalhistas e devem poder agir como participantes no mercado no mercado da energia e na transição energética;
- e) A participação dos clientes finais e das pequenas empresas no mercado deve ser assegurada através da agregação da produção de várias instalações de produção de energia ou ser alimentada a partir de múltiplas estruturas de resposta da procura, de forma a proporcionar ofertas conjuntas no mercado da eletricidade e ser gerida em conjunto na rede de eletricidade, de acordo com o direito da concorrência da União.
- f) As regras do mercado devem possibilitar a descarbonização da rede da eletricidade e, portanto, da economia, permitindo, por exemplo, a integração da eletricidade de fontes de energia renovável e incentivando a eficiência energética;
- g) As regras do mercado devem proporcionar incentivos ao investimento para a produção, em especial investimentos a longo prazo para um sistema elétrico hipocarbónico e sustentável, o armazenamento de energia, a eficiência energética, a resposta da procura, de forma a assegurar a satisfação das necessidades do mercado e devem facilitar a concorrência leal, e garantir assim a segurança do abastecimento;

⁽¹⁷⁾ Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (JO L 326 de 8.12.2011, p. 1).

- h) Devem ser progressivamente eliminados os obstáculos aos fluxos transfronteiriços de eletricidade entre zonas de ofertas ou Estados-Membros e às transações transfronteiriças nos mercados da eletricidade e nos mercados de serviços;
- i) As regras do mercado devem prever a cooperação regional, quando tal reforce a eficácia;
- j) A produção, o armazenamento de energia e resposta à procura seguros e sustentáveis devem participar no mercado em pé de igualdade, ao abrigo dos requisitos previstos no direito da União;
- k) Todos os produtores são direta ou indiretamente responsáveis pela venda da eletricidade que produzem;
- l) As regras do mercado devem permitir o desenvolvimento de projetos de demonstração de fontes, tecnologias ou redes de energia sustentáveis, seguras e hipocarbónicas, a realizar e utilizar em benefício da sociedade;
- m) As regras do mercado devem permitir o despacho da produção, o armazenamento de energia e a resposta da procura eficientes;
- n) As regras do mercado devem permitir a entrada e saída de empresas produtoras e fornecedoras de eletricidade e de armazenamento de energia, com base na avaliação da viabilidade económica e financeira das suas operações;
- o) A fim de permitir que os participantes no mercado estejam protegidos contra os riscos de volatilidade dos preços no mercado e de atenuar a incerteza sobre o retorno dos investimentos futuros, os produtos de cobertura a longo prazo devem ser negociáveis em bolsa de forma transparente e os contratos de fornecimento de eletricidade de longo prazo devem ser negociados nos mercados fora da bolsa, sujeitos ao cumprimento do direito da concorrência da União;
- p) As regras do mercado devem facilitar o comércio de produtos em toda a União e as alterações regulamentares devem ter em conta os efeitos sobre os mercados e produtos a prazo e de futuros tanto de curto como de longo prazo;
- q) Os participantes no mercado devem ter o direito de dispor de acesso às redes de transporte e distribuição em condições objetivas, transparentes e não discriminatórias.

Artigo 4.º

Transição justa

A Comissão deve apoiar os Estados-Membros que estabelecem uma estratégia nacional de redução progressiva da capacidade existente de produção a partir de carvão e de outros combustíveis fósseis e de capacidade de extração mineira por todos os meios disponíveis para permitir uma «transição justa» nas regiões afetadas por mudanças estruturais. A Comissão deve assistir os Estados-Membros na gestão dos impactos em termos sociais e económicos causados pela transição para energias limpas.

A Comissão deve trabalhar em estreita parceria com os interessados de regiões muito dependentes do carvão e do carbono, deve promover o acesso aos fundos e programas disponíveis, assim como a utilização dos mesmos, e deve incentivar o intercâmbio de boas práticas, incluindo debates sobre roteiros industriais e necessidades de requalificação.

Artigo 5.º

Responsabilidade em matéria de balanço

1. Todos os participantes no mercado são responsáveis pelos desvios que provocam no sistema («responsabilidade de balanço»). Para o efeito, os participantes no mercado devem ser agentes de mercado responsáveis pela liquidação de desvios, ou delegar contratualmente a sua responsabilidade num agente de mercado responsável pela liquidação de desvios da sua escolha. Cada agente de mercado responsável pela liquidação de desvios deve ser financeiramente responsável pelos seus desvios e procurar estar equilibrado ou contribuir para o equilíbrio da rede de eletricidade.
2. Os Estados-Membros só podem conceder derrogações da responsabilidade em matéria de balanço para:
 - a) Projetos de demonstração para as tecnologias inovadoras, sujeitos à aprovação pela entidade reguladora, desde que essas derrogações se limitem no tempo e na medida necessários para a consecução dos fins de demonstração;

- b) Instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável com uma capacidade de produção de eletricidade instalada inferior a 400 kW;
- c) Instalações que beneficiam de apoio aprovado pela Comissão ao abrigo das regras da União em matéria de auxílios estatais, nos termos dos artigos 107.º, 108.º e 109.º do TFUE, e que entraram em funcionamento antes de 4 de julho de 2019.

Os Estados-Membros podem, sem prejuízo dos artigos 107.º a 108.º do TFUE, prever incentivos para os participantes no mercado que estejam total ou parcialmente isentos de responsabilidade de balanço a assumir uma plena responsabilidade de balanço.

- 3. Se um Estado-Membro conceder uma derrogação nos termos do n.º 2, deve garantir que as responsabilidades financeiras pelos desvios são assumidas por outro participante no mercado.
- 4. Para as instalações de produção de energia que entram em funcionamento a partir de 1 de janeiro de 2026, o n.º 2, alínea b), aplica-se unicamente às instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável com uma capacidade de produção de eletricidade instalada inferior a 200 kW.

Artigo 6.º

Mercado de balanço

- 1. Os mercados de balanço, incluindo os processos de pré-qualificação, devem ser organizados de forma a:
 - a) Assegurar a não discriminação efetiva entre os participantes no mercado, tendo em conta as diferentes necessidades técnicas da rede de eletricidade e as diferentes capacidades técnicas das fontes de geração, de armazenamento de energia e de resposta da procura;
 - b) Assegurar uma definição transparente e tecnologicamente neutra dos serviços e a sua contratação de modo transparente e baseado no mercado;
 - c) Assegurar o acesso não discriminatório a todos os participantes no mercado, quer individualmente quer através de agregação, incluindo a eletricidade de fontes de energia renovável variável, a resposta da procura e o armazenamento de energia;
 - d) Respeitar a necessidade de ter em conta o aumento das quotas de produção variável, o aumento da capacidade de resposta da procura e o advento das novas tecnologias.
- 2. O preço da energia de balanço não é predeterminado nos contratos para a capacidade de balanço. Os procedimentos de contratação são transparentes, nos termos do artigo 40.º, n.º 4 da Diretiva (UE) 2019/944, protegendo ao mesmo tempo, a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis.
- 3. Os mercados de balanço devem garantir a segurança operacional e permitir a utilização máxima possível e a atribuição eficiente de capacidade interzonal nos diferentes períodos de operação, nos termos do artigo 17.º.
- 4. A liquidação da energia de balanço para os produtos de balanço normalizados e específicos deve basear-se em preços marginais (preços marginais de balanço), a não ser que todas as entidades reguladoras aprovem um método alternativo de fixação do preço, com base numa proposta conjunta de todos os operadores de redes de transporte, na sequência de uma análise que demonstre que esse método alternativo de fixação do preço é mais eficiente.

Os participantes no mercado devem poder apresentar as suas propostas da forma mais próxima do tempo real quanto possível, e a hora de fecho do mercado da energia de balanço não deve ser antes da hora de encerramento do mercado intradiário interzonal.

Os operadores de redes de transporte que apliquem um modelo de despacho centralizado podem estabelecer regras adicionais nos termos da orientação-quadro relativa ao balanço de eletricidade adotada com base no artigo 6.º, n.º 11, do Regulamento (CE) n.º 714/2009.

- 5. Os desvios são resolvidos a um preço que reflete o valor da energia em tempo real.
- 6. Uma zona de preços de desvio deve ser igual a uma zona de ofertas, exceto no caso de um modelo de despacho centralizado em que uma zona de preços de desvio possa constituir uma parte de uma zona de oferta.
- 7. O cômputo da capacidade em reserva é efetuado pelos operadores de redes de transporte e deve ser facilitado a nível regional.

8. A contratação de capacidade de balanço deve ser realizada pelos operadores de redes de transporte e pode ser facilitada a nível regional e a reserva da capacidade transfronteiriça para tal fim pode ser limitada. A contratação de capacidade de balanço deve ser baseada no mercado e organizada de modo não discriminatório entre os participantes no mercado incluídos no processo de pré-qualificação, nos termos do artigo 40.º, n.º 4 da Diretiva (UE) 2019/944, quer os participantes no mercado participem individualmente ou por agregação.

A contratação de capacidade de balanço deve ter por base um mercado primário, a menos que, e na medida em que, a entidade reguladora tenha concedido uma derrogação que permita a utilização de outras formas de contratação baseadas no mercado, devido à falta de concorrência no mercado dos serviços de balanço. As derrogações à obrigação de basear a contratação de capacidade de balanço na utilização dos mercados primários devem ser reexaminadas de três em três anos.

9. A aquisição por concurso de capacidade de balanço em alta e em baixa deve ser efetuada separadamente, a não ser que a entidade reguladora aprove uma derrogação deste princípio no caso de uma avaliação levada a cabo pelo operador da rede de transporte demonstrar que tal resultaria numa maior eficiência económica. A contratação de capacidade de balanço deve realizar-se, no máximo, um dia antes da prestação da capacidade de balanço e o período de contratação não deve durar mais de um dia, a não ser e na medida em que a entidade reguladora tenha aprovado prazos de contratação anteriores e/ou mais longos para garantir a segurança do abastecimento ou melhorar a eficiência económica.

Se for concedida uma derrogação pelo menos para um mínimo de 40 % dos produtos de compensação normalizados e um mínimo de 30 % de todos os produtos utilizados para a capacidade de balanço, a contratação da capacidade de balanço deve realizar-se, no máximo, um dia antes da prestação da capacidade de balanço e o período de contratação não deve durar mais de um dia. A contratação da parte restante da capacidade de balanço deve realizar-se, no máximo, um mês antes da prestação da capacidade de balanço e deve ter uma duração máxima de um mês.

10. A pedido do operador da rede de transporte, a entidade reguladora pode decidir prorrogar o período de contratação da parte restante da capacidade de balanço referida no n.º 9, no máximo, por um período de 12 meses, desde que essa decisão seja limitada no tempo e que os efeitos positivos em termos de baixa dos custos para os clientes finais ultrapassem os impactos negativos no mercado. O pedido inclui:

- a) O período específico durante o qual se aplica a isenção;
- b) O volume específico de capacidade de balanço a que se aplica a isenção;
- c) Uma análise do impacto da isenção pretendida na participação dos recursos de balanço; e
- d) Uma justificação da isenção que demonstre que esta se traduzirá numa baixa de custos para os clientes finais.

11. Não obstante o disposto no n.º 10, a partir de 1 de janeiro de 2026, os períodos contratuais não podem prolongar-se por mais de seis meses.

12. Até 1 de janeiro de 2028, as entidades reguladoras devem comunicar à ACER e à Comissão a percentagem da capacidade total abrangida por contratos com duração ou com um período de contratação superiores a um dia.

13. Os operadores de redes de transporte ou operadores delegados devem publicar — da forma mais próxima do tempo real quanto possível, mas num prazo após entrega não superior a 30 minutos — informações sobre o estado atual de equilíbrio de sistema das suas zonas de programação, os preços de desvios estimados e os preços estimados da energia de balanço.

14. Sempre que os produtos de balanço normalizados não forem suficientes para garantir a segurança operacional ou quando alguns recursos de balanço não puderem participar no mercado de balanço mediante produtos de balanço normalizados, os operadores de redes de transporte podem propor, e as entidades reguladoras podem aprovar, derrogações aos n.ºs 2 e 4 para produtos de balanço específicos que sejam ativados localmente sem os trocar com outros operadores de redes de transporte.

As propostas de derrogações devem incluir uma descrição das medidas propostas para minimizar a utilização de produtos específicos sujeitos à eficiência económica, uma demonstração de que os produtos específicos não geram ineficiências e distorções significativas no mercado de balanço, dentro e fora da zona de programação, bem como, se for caso disso, regras e informações destinadas ao processo de conversão das ofertas de energia de balanço relativas a produtos de balanço específicos em ofertas de energia de balanço relativas a produtos de balanço normalizados.

*Artigo 7.º***Mercados para o dia seguinte e intradiário**

1. Os operadores de redes de transporte e os operadores do mercado da eletricidade nomeados devem organizar conjuntamente a gestão integrada dos mercados para o dia seguinte e intradiário, nos termos do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão. Os operadores de redes de transporte e os operadores do mercado da eletricidade nomeados devem cooperar a nível da União ou, quando for mais adequado, a nível regional, a fim de maximizar a eficiência e a eficácia dos mercados da eletricidade para o dia seguinte e intradiário da União. A obrigação de cooperar aplica-se sem prejuízo do direito da concorrência da União. Nas suas funções relacionadas com o comércio de eletricidade, os operadores de redes de transporte e os operadores do mercado da eletricidade nomeados devem ser objeto de supervisão regulamentar pelas entidades reguladoras e pela ACER nos termos do artigo 59.º da Diretiva (UE) 2019/944 e pela ACER nos termos dos artigos 4.º e 8.º do Regulamento (UE) 2019/942.
2. Os mercados para o dia seguinte e intradiário devem:
 - a) Ser organizados de forma não discriminatória;
 - b) Maximizar a probabilidade de todos os participantes no mercado gerirem os desvios;
 - c) Maximizar as oportunidades de todos os participantes no mercado atuarem no comércio interzonal transfronteiriço da forma mais próxima do tempo real quanto possível em todas as zonas de ofertas;
 - d) Proporcionar preços que reflitam os princípios fundamentais do mercado, incluindo o valor da energia em tempo real, e em que os participantes no mercado se possam basear para celebrarem acordos sobre produtos de cobertura a longo prazo;
 - e) Garantir a segurança operacional e permitir uma utilização máxima da capacidade de transporte;
 - f) Ser transparentes e, simultaneamente, proteger a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis e garantir que o comércio decorra de forma anónima;
 - g) Não fazer qualquer distinção entre as transações dentro de uma zona de ofertas e entre zonas de ofertas diferentes; e
 - h) Ser organizados de forma a assegurar que todos os participantes no mercado têm acesso ao mercado, quer individualmente quer através de agregação.

*Artigo 8.º***Comércio nos mercados para o dia seguinte e intradiário**

1. Os operadores do mercado da eletricidade nomeados devem permitir aos participantes no mercado que realizem transações de energia da forma mais próxima do tempo real quanto possível, e pelo menos até à hora de encerramento do mercado intradiário interzonal.
2. Os operadores do mercado da eletricidade nomeados devem proporcionar aos participantes no mercado a oportunidade de realizarem transações de energia em intervalos de tempo pelo menos tão curtos quanto o período de liquidação de desvios em ambos os mercados para o dia seguinte e intradiário.
3. Os operadores do mercado da eletricidade nomeados devem apresentar produtos para negociação nos mercados para o dia seguinte e intradiários em lotes suficientemente pequenos, permitindo a licitação mínima de 500 kW ou menos, de forma a permitir a participação efetiva da resposta da procura, do armazenamento de energia e de energia renovável de pequena escala, inclusive a participação direta dos clientes.
4. Até 1 de janeiro de 2021, o período de liquidação de desvios deve ser de 15 minutos em todas as zonas de programação, a menos que as entidades reguladoras tenham concedido uma derrogação ou uma isenção. As derrogações só podem ser concedidas até 31 de dezembro de 2024.

A partir de 1 de janeiro de 2025, o período de liquidação de desvios não deve ser superior a 30 minutos, se todas as entidades reguladoras duma zona síncrona tiverem concedido uma isenção.

*Artigo 9.º***Mercados a prazo**

1. Nos termos do Regulamento (UE) 2016/1719, os operadores de redes de transporte devem emitir direitos de transporte a longo prazo ou adotar medidas equivalentes, a fim de permitir aos participantes no mercado, incluindo os proprietários de instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável, cobrir os riscos a nível de preços através das fronteiras da zona de ofertas, a menos que uma avaliação dos mercados a prazo realizada pelas entidades reguladoras competentes relativamente às fronteiras das zonas de ofertas demonstre que existem possibilidades de cobertura suficientes nas zonas de ofertas em questão.
2. Os direitos de transporte a longo prazo devem ser atribuídos de forma transparente, baseada no mercado e não discriminatória, através de uma plataforma única de atribuição.
3. Sem prejuízo do cumprimento do direito da concorrência da União, os operadores do mercado devem ter a liberdade de desenvolver produtos de cobertura, nomeadamente produtos de cobertura a longo prazo, para proporcionar aos participantes no mercado, incluindo os proprietários de instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável, possibilidades adequadas de cobertura dos riscos financeiros face às flutuações de preços. Os Estados-Membros não devem restringir essa atividade de cobertura às transações no interior do Estado-Membro ou da zona de ofertas.

*Artigo 10.º***Limites de ofertas técnicas**

1. Não são fixados limites máximos, nem limites mínimos do preço grossista da eletricidade. Esta disposição é aplicável, nomeadamente, às ofertas de balanço em todos os períodos de operação, e inclui os preços de balanço de energia e os preços dos desvios, sem prejuízo dos limites técnicos de preços que podem ser aplicados nos períodos de balanço, bem como nos períodos para o dia seguinte e intradiários, nos termos do n.º 2.
2. Os operadores do mercado da eletricidade nomeados podem aplicar limites máximos e mínimos harmonizados aos preços de equilíbrio para os períodos para o dia seguinte e intradiários. Esses limites devem ser suficientemente elevados para não restringir desnecessariamente as transações e devem ser harmonizados no mercado interno e ter em conta o valor máximo da energia não distribuída. Os operadores do mercado da eletricidade nomeados implementam um mecanismo transparente para adaptar automaticamente os limites de ofertas técnicas em tempo útil caso se preveja que venham a ser atingidos os limites fixados. Os limites mais elevados ajustados continuam a ser aplicáveis até haver mais aumentos no âmbito desse mecanismo.
3. Os operadores de redes de transporte não devem tomar quaisquer medidas que tenham por objetivo modificar os preços grossistas.
4. As entidades reguladoras ou outras entidades competentes designadas pelos Estados-Membros devem identificar as políticas e as medidas aplicadas no seu território que possam contribuir para restringir indiretamente a formação dos preços grossistas, incluindo a restrição de ofertas relativas à ativação da energia de balanço, os mecanismos de capacidade, as medidas adotadas pelos operadores de redes de transporte, as medidas destinadas a contestar os resultados do mercado ou evitar abusos de posição dominante, ou a definição ineficiente das zonas de ofertas.
5. Se uma entidade reguladora ou outra entidade competente designada tiver identificado uma política ou medida suscetível de restringir a formação dos preços grossistas, deve tomar todas as medidas necessárias para a eliminar ou, se tal não for possível, atenuar o impacto dessa política ou dessas medidas a nível das ofertas. Os Estados-Membros devem apresentar um relatório à Comissão até 5 de janeiro de 2020, que especifica as medidas e ações que tenham tomado ou tencionem tomar.

*Artigo 11.º***Valor da energia não distribuída**

1. Até 5 de julho de 2020, se tal for requerido para o estabelecimento de uma norma de fiabilidade nos termos do artigo 25.º, as entidades reguladoras ou outras entidades competentes designadas pelos Estados-Membros devem determinar uma única estimativa do valor da energia não distribuída para o seu território. Essa estimativa deve ser disponibilizada ao público. As entidades reguladoras ou outras entidades competentes designadas podem fixar diferentes

estimativas de acordo com as zonas de ofertas, quando existe mais do que uma zona de ofertas no seu território. Caso uma zona de ofertas seja constituída por territórios de mais de um Estado-Membro, as entidades reguladoras ou outras entidades competentes designadas fixam um único valor da energia não distribuída para essa zona de ofertas. Para fixar o valor da energia não distribuída, as entidades reguladoras ou outras entidades competentes designadas aplicam a metodologia elaborada nos termos do artigo 23.º, n.º 6.

2. As entidades reguladoras e outras entidades competentes designadas devem atualizar as respetivas estimativas do valor da energia não distribuída, pelo menos de cinco em cinco anos ou antes, quando se verificar uma alteração significativa.

Artigo 12.º

Despacho da produção e resposta da procura

1. O despacho a partir das instalações de produção de energia e a resposta da procura devem ser não discriminatórios, transparentes e, salvo disposição em contrário nos n.ºs 2 a 6, baseados no mercado.

2. Sem prejuízo dos artigos 107.º, 108.º e 109.º do TFUE, os Estados-Membros devem assegurar que, ao procederem ao despacho das instalações de produção de energia, os operadores de redes devem dar prioridade às instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável, na medida em que a operação segura da rede de eletricidade nacional o permita, com base em critérios transparentes e não discriminatórios e quando essas instalações de produção de energia são:

- a) Instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável e que têm uma capacidade de produção de eletricidade instalada inferior a 400 kW; ou
- b) Projetos de demonstração para as tecnologias inovadoras, sujeitos à aprovação pela entidade reguladora, desde que aquela prioridade seja limitada no tempo e na medida necessária para fins de demonstração.

3. Um Estado-Membro pode decidir não aplicar o despacho prioritário às instalações de produção de energia nos termos do n.º 2, alínea a), cujo início de funcionamento ocorreu, pelo menos, seis meses após essa decisão ou aplicar um nível de capacidade mínima inferior ao estabelecido no n.º 2, alínea a), se:

- a) Os seu mercado intradiário e os seus mercados grossista e de balanço funcionarem bem e forem plenamente acessíveis a todos os participantes no mercado, nos termos do presente regulamento;
- b) As regras de despacho e de gestão dos congestionamentos são transparentes para todos os participantes no mercado;
- c) A contribuição nacional dos Estados-Membros para a meta vinculativa global da União referente à quota de energia proveniente de fontes renováveis ao abrigo do artigo 3.º, n.º 2, da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento e do Conselho ⁽¹⁸⁾ e do artigo 4.º, alínea a), n.º 2, do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽¹⁹⁾ é, pelo menos, igual ao resultado da fórmula estabelecida no anexo II do Regulamento (UE) 2018/1999 e a quota de energia de fontes renováveis do Estado-Membro não é inferior aos seus pontos de referência nos termos do artigo 4.º, alínea a), n.º 2, do Regulamento (UE) 2018/1999, ou em alternativa, a quota de energia de fontes renováveis do Estado-Membro no consumo final bruto de eletricidade é de, pelo menos, 50 %;
- d) O Estado-Membro notificou a derrogação prevista à Comissão, indicando pormenorizadamente a forma como são preenchidas as condições previstas nas alíneas a), b) e c); e
- e) O Estado-Membro publicou a derrogação prevista, incluindo a fundamentação pormenorizada de concessão dessa derrogação, tendo em devida conta a proteção das informações comercialmente sensíveis sempre que necessário.

Qualquer derrogação deve evitar alterações retroativas em instalações de produção que já beneficiem de prioridade de despacho, não obstante qualquer acordo voluntário entre um Estado-Membro e uma instalação de produção.

⁽¹⁸⁾ Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis (JO L 328 de 21.12.2018, p. 82).

⁽¹⁹⁾ Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática, que altera os Regulamentos (CE) n.º 663/2009 e (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, as Diretivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, as Diretivas 2009/119/CE e (UE) 2015/652 do Conselho, e revoga o Regulamento (UE) n.º 525/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho (JO L 328 de 21.12.2018, p. 1).

Sem prejuízo dos artigos 107.º, 108.º e 109.º do TFUE, os Estados-Membros podem conceder incentivos às instalações elegíveis para despacho prioritário para abandonarem voluntariamente o despacho prioritário.

4. Sem prejuízo dos artigos 107.º, 108.º e 109.º do TFUE, os Estados-Membros podem conceder o despacho prioritário à eletricidade produzida em instalações de produção de energia que utilizam cogeração de elevada eficiência com uma capacidade de eletricidade instalada inferior a 400 kW.

5. Para as instalações de produção de energia que entram em funcionamento a partir de 1 de janeiro de 2026, o n.º 2, alínea a), aplica-se unicamente às instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável e que têm uma capacidade de produção de eletricidade instalada inferior a 200 kW.

6. Sem prejuízo dos contratos celebrados antes de 4 de julho de 2019, as instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável ou cogeração de elevada eficiência que entraram em funcionamento antes de 4 de julho de 2019 e que, quando entraram em funcionamento, foram objeto de despacho prioritário, nos termos do artigo 15.º, n.º 5, da Diretiva 2012/27/UE ou do artigo 16.º, n.º 2, da Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽²⁰⁾, devem continuar a beneficiar de despacho prioritário. O despacho prioritário deixa de ser aplicável a partir da data em que a instalação de produção de energia for sujeita a alterações significativas, considerando-se que tal ocorra pelo menos nos casos em que seja necessário um novo acordo de ligação ou haja um aumento da capacidade de produção.

7. O despacho prioritário não deve comprometer o funcionamento seguro da rede de eletricidade, não pode ser utilizado para justificar a redução das capacidades interzonais para além do que está previsto no artigo 16.º e deve basear-se em critérios transparentes e não discriminatórios.

Artigo 13.º

Redespacho

1. O redespacho da produção e o redespacho da resposta da procura devem basear-se em critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios. Deve ser aberto a todas as tecnologias de produção, a todo o armazenamento de energia e toda a resposta da procura, incluindo os operadores estabelecidos noutros Estados-Membros, exceto se tal não for tecnicamente viável.

2. Os recursos objeto de redespacho devem ser selecionados entre as instalações de produção, armazenamento de energia ou resposta da procura, por meio de mecanismos baseados no mercado, e devem ser financeiramente compensados. As ofertas de energia de balanço utilizadas para redespacho não fixam o preço da energia de balanço.

3. O redespacho da produção, o armazenamento de energia e o redespacho da resposta da procura não baseados no mercado só podem ser utilizados:

- a) Quando não existir uma alternativa baseada no mercado;
 - b) Quando todos os recursos baseados no mercado já tiverem sido utilizados;
 - c) Quando o número de instalações de produção, de armazenamento de energia ou da resposta da procura para a prestação do serviço disponíveis na zona for insuficiente para garantir uma concorrência efetiva, ou
 - d) Quando a atual situação da rede conduzir de forma tão regular e previsível a congestionamentos, que o redespacho baseado no mercado conduziria a uma oferta estratégica periódica que aumentaria o nível de congestionamento interno e os Estados-Membros em causa tiverem adotado um plano de ação para resolver esses congestionamentos ou garantir que a capacidade mínima disponível para o comércio interzonal esteja de acordo com o artigo 16.º, n.º 8.
4. Os operadores de redes de transporte e os operadores de redes de distribuição pertinentes apresentam relatórios à entidade reguladora competente, pelo menos uma vez por ano, sobre:
- a) O nível de desenvolvimento e eficácia dos mecanismos de redespacho baseados no mercado para as instalações de produção, de armazenamento de energia ou da resposta da procura;

⁽²⁰⁾ Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE (JO L 140 de 5.6.2009, p. 16).

- b) As razões, os volumes em MWh e o tipo de fonte de produção objeto de redespacho;
- c) As medidas adotadas para reduzir a necessidade de redespacho descendente de instalações de produção que utilizam fontes de energia renovável ou cogeração de elevada eficiência no futuro, incluindo os investimentos em digitalização das infraestruturas da rede e em serviços que aumentam a flexibilidade.

A entidade reguladora pertinente deve apresentar um relatório à ACER e publicar uma síntese das informações a que se referem as alíneas a), b) e c) do primeiro parágrafo, em conjunto com recomendações para melhorias, quando necessário.

5. Sem prejuízo dos requisitos relativos à manutenção da fiabilidade e segurança da rede, e com base em critérios transparentes e não discriminatórios definidos pelas entidades reguladoras, os operadores de redes de transporte e os operadores de redes de distribuição devem:

- a) Garantir a capacidade de as redes de transporte e distribuição enviarem a eletricidade de fontes de energia renovável ou cogeração de elevada eficiência com o mínimo possível de redespachos. Tal não deve impedir que o planeamento da rede tenha em conta o redespacho limitado quando os operadores de redes de transporte ou os operadores de redes de distribuição puderem demonstrar de forma transparente que tal é mais eficaz do ponto de vista económico e não exceder os 5 % da eletricidade gerada anualmente por instalações que utilizam fontes de energia renovável e que estão ligadas diretamente à respetiva rede, salvo disposição em contrário de um Estado-Membro em que a eletricidade de instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável ou por cogeração de elevada eficiência represente mais do que 50 % do consumo final bruto anual de eletricidade;
- b) Adotar as medidas operacionais adequadas relativamente à rede e ao mercado, a fim de minimizar o redespacho descendente de eletricidade de fontes de energia renovável ou cogeração de elevada eficiência;
- c) Assegurar que as suas redes sejam suficientemente flexíveis, de modo a que as possam gerir.

6. Quando se utilizar o redespacho descendente não baseado no mercado, são aplicáveis os seguintes princípios:

- a) As instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável só devem ser objeto de redespacho descendente se não existir outra alternativa, ou se as outras soluções resultassem em custos significativamente desproporcionados ou riscos graves para a segurança da rede;
- b) A eletricidade produzida mediante um processo de cogeração de elevada eficiência só pode ser objeto de redespacho descendente quando não existir outra alternativa, à exceção do redespacho descendente de instalações de produção de energia que utilizam fontes de energia renovável, ou se as outras soluções resultassem em custos desproporcionados ou riscos graves para a segurança da rede;
- c) A eletricidade autogerada proveniente de instalações de produção que utilizam fontes de energia renovável ou cogeração de elevada eficiência que não é enviada para a rede de transporte ou de distribuição não deve ser objeto de redespacho descendente, salvo se não houver outra solução para resolver questões de segurança da rede;
- d) O redespacho descendente ao abrigo das alíneas a), b) e c) deve ser devidamente justificado e transparente. A justificação deve ser incluída no relatório previsto no n.º 3.

7. Quando se utilizar o redespacho não baseado no mercado, este deve ser objeto de balanço financeira pelo operador do sistema que o solicitou, a favor do operador da instalação de produção, de armazenamento de energia ou da resposta da procura objeto do redespacho, exceto no caso dos produtores que aceitaram um acordo de ligação no qual não é garantida a entrega firme de energia. Esse balanço financeiro deve ser pelo menos igual ao maior dos seguintes elementos ou uma combinação de ambos se a aplicação exclusiva do elemento maior conduzir a um balanço injustificadamente baixa ou injustificadamente elevada:

- a) Os custos de exploração adicionais causados pelo redespacho, tais como o combustível adicional em caso de redespacho ascendente ou o aquecimento de apoio em caso de redespacho descendente das instalações de produção de energia que utilizam a cogeração de elevada eficiência;
- b) As receitas líquidas obtidas com a venda no mercado para o dia seguinte da eletricidade que a instalação de produção, de armazenamento de energia ou da resposta da procura teria gerado sem o redespacho solicitado; nos casos em que seja concedido apoio financeiro a instalações de produção, de armazenamento de energia ou da resposta da procura com base no volume de eletricidade produzida ou consumida, o apoio financeiro que teria sido recebido mas tendo em conta o redespacho solicitado deve ser considerado como parte das receitas líquidas.

CAPÍTULO III

ACESSO À REDE E GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS

SECÇÃO 1

Atribuição de capacidades

Artigo 14.º

Reexame das zonas de ofertas

1. Os Estados-Membros tomam todas as medidas adequadas para dar resposta aos congestionamentos. As fronteiras das zonas de ofertas devem basear-se em congestionamentos estruturais a longo prazo na rede de transporte. As zonas de ofertas não devem conter tais congestionamentos estruturais, a menos que não tenham impacto nas zonas de ofertas vizinhas ou, como isenção temporária, o seu impacto nas zonas de ofertas vizinhas seja atenuado mediante o recurso a medidas de correção e que esses congestionamentos estruturais não conduzam à diminuição da capacidade de comércio interzonal, de acordo com os requisitos do artigo 16.º. A configuração das zonas de ofertas na União deve ser concebida de forma a maximizar a eficiência económica e a maximizar as oportunidades de comércio intrazonal nos termos do artigo 16.º, mantendo simultaneamente a segurança do abastecimento.
2. De três em três anos, a REORT para a Eletricidade deve apresentar um relatório sobre o congestionamento estrutural e outros tipos de congestionamento físico importantes entre as zonas de ofertas e no seu interior, incluindo a sua localização e frequência, nos termos da orientação relativa à atribuição de capacidade e a gestão dos congestionamentos, adotada com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009. Desse relatório constará uma avaliação sobre se a capacidade de comércio interzonal atingiu a trajetória linear nos termos do artigo 15.º ou a capacidade mínima nos termos do artigo 16.º do presente regulamento.
3. A fim de assegurar uma configuração ótima das zonas de ofertas, deve efetuar-se um reexame das zonas de ofertas. Esse reexame deve identificar todos os congestionamentos estruturais e incluir uma análise das diferentes configurações das zonas de ofertas de forma coordenada, com o envolvimento das partes interessadas de todos os Estados-Membros pertinentes, de acordo com o processo previsto na orientação relativa à atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, adotada com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009. As zonas de ofertas atuais devem ser avaliadas com base na sua capacidade de criar um ambiente de mercado fiável, incluindo uma produção flexível e uma capacidade de carga, o que é crucial para evitar estrangulamentos da rede, equilibrar a procura e a oferta de eletricidade e assegurar a segurança dos investimentos na infraestrutura de rede a longo prazo.
4. Para efeitos do presente artigo e no artigo 15.º do presente regulamento, os termos «Estados-Membros pertinentes», «operadores de redes de transporte» ou «entidades reguladoras» referem-se àqueles que participam no reexame da configuração das zonas de ofertas, bem como os situados na mesma região de cálculo da capacidade de acordo com a orientação relativa à atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, adotada com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009.
5. Até 5 de outubro de 2019, todos os operadores de redes de transporte devem apresentar uma proposta de metodologia e pressupostos que serão utilizados no processo de reexame das zonas de ofertas, bem como as configurações alternativas de zonas de ofertas a ter em conta para aprovação pelas entidades reguladoras competentes. As entidades reguladoras competentes tomam uma decisão sobre a proposta por unanimidade num prazo de três meses após a apresentação da proposta. Se as entidades reguladoras não conseguirem chegar a uma decisão por unanimidade sobre a proposta dentro daquele prazo, a ACER deve decidir, num prazo adicional de três meses, sobre a metodologia e os pressupostos, bem como as configurações alternativas de zonas de ofertas avaliadas. A metodologia deve basear-se nos congestionamentos estruturais que se preveja não possam ser ultrapassados nos próximos três anos, tendo em devida conta os progressos tangíveis realizados quanto aos projetos de desenvolvimento de infraestruturas cuja construção esteja prevista para o mesmo período.
6. Com base na metodologia e nos pressupostos aprovados nos termos do n.º 5, os operadores de redes de transporte que participam no reexame das zonas de ofertas devem apresentar uma proposta conjunta aos Estados-Membros pertinentes ou às autoridades competentes sobre a possibilidade de alterar ou manter a configuração das zonas de ofertas, o mais tardar 12 meses após a aprovação da metodologia nos termos do n.º 5. Os outros Estados-Membros, as Partes Contratantes da Comunidade da Energia ou outros países terceiros que partilhem a mesma zona síncrona com qualquer Estado-Membro pertinente podem apresentar as suas observações.
7. Sempre que for identificado um congestionamento estrutural no relatório elaborado nos termos do n.º 2 do presente artigo, ou no reexame das zonas de ofertas nos termos do presente artigo, ou por um ou mais operadores de

redes de transporte nas suas zonas de controlo num relatório aprovado pela entidade reguladora competente, o Estado-Membro que identificou o congestionamento estrutural — em cooperação com os seus operadores de redes de transporte — decide, no prazo de 6 meses a contar da receção do relatório, definir planos de ação de âmbito nacional ou multinacional nos termos do artigo 15.º ou reexaminar e alterar a sua configuração de zonas de ofertas. Essas decisões devem ser imediatamente notificadas à Comissão e à ACER.

8. No caso dos Estados-Membros que tenham optado por uma alteração da configuração das zonas de ofertas nos termos do n.º 7, os Estados-Membros em causa devem tomar uma decisão unânime no prazo de seis meses a contar da notificação referida do n.º 7. Outros Estados-Membros podem apresentar comentários aos Estados-Membros pertinentes que os devem ter em conta quando tomam a sua decisão. Essa decisão deve ser fundamentada e notificada à Comissão e à ACER. Caso os Estados-Membros pertinentes não consigam chegar a uma decisão unânime no prazo dos referidos seis meses, devem notificar imediatamente a Comissão. A título de medida de último recurso, a Comissão, após consulta à ACER, adota uma decisão de alterar ou manter a configuração das zonas de ofertas nos Estados-Membros e entre esses Estados-Membros, o mais tardar seis meses após receber essa notificação.

9. Os Estados-Membros e a Comissão devem consultar as partes interessadas antes de adotarem qualquer decisão ao abrigo do presente artigo.

10. Qualquer decisão adotada nos termos do presente artigo deve especificar a data de aplicação de uma alteração. A data de aplicação deve estabelecer um equilíbrio entre a necessidade de celeridade e considerações de ordem prática, incluindo o comércio a prazo de eletricidade. As decisões podem definir disposições transitórias adequadas.

11. Nos casos em que são lançados novos reexames das zonas de ofertas, nos termos da orientação relativa à atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, adotada com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009, é aplicável o disposto no presente artigo.

Artigo 15.º

Planos de ação

1. Na sequência da decisão tomada nos termos do artigo 14.º, n.º 7, o Estado-Membro que identificou um congestionamento estrutural deve elaborar um plano de ação em cooperação com a respetiva entidade reguladora. Esses planos de ação devem prever um calendário concreto para a adoção de medidas tendentes a reduzir os congestionamentos estruturais identificados no prazo de quatro anos após a adoção da decisão nos termos do artigo 14.º, n.º 7.

2. Independentemente dos progressos concretos alcançados no plano de ação, os Estados-Membros devem garantir que, sem prejuízo das derrogações concedidas ao abrigo do artigo 16.º, n.º 9 ou dos desvios ao abrigo do artigo 16.º, n.º 3, as capacidades comerciais interzonais sejam aumentadas todos os anos até que nível mínimo de capacidade previsto no artigo 16.º, n.º 8, seja alcançado. Esse nível mínimo de capacidade deve ser alcançado até 31 de dezembro de 2025.

O referido aumento anual deve ser alcançado através de uma trajetória linear. O ponto de partida desta trajetória deve consistir na capacidade atribuída nessa fronteira ou o elemento crítico da rede no ano anterior à adoção do plano de ação, ou na média da capacidade durante os três anos anteriores à adoção do plano de ação, consoante o valor mais elevado. O Estado-Membro deve assegurar que, durante o período em que esteja a executar o seu plano de ação, a capacidade disponibilizada para as transações interzonais nos termos do artigo 16.º, n.º 8, seja pelo menos igual aos valores da trajetória linear, nomeadamente utilizando medidas corretivas na região de cálculo da capacidade.

3. Os custos das medidas de correção necessárias para alcançar a trajetória linear previstos no n.º 2 ou para disponibilizar capacidade interzonal nas fronteiras pertinentes ou nos elementos críticos da rede em que o plano de ação toca devem ser suportados pelo Estado-Membro ou pelos Estados-Membros que executam o plano de ação.

4. Anualmente, durante a execução do plano de ação e no prazo de seis meses a contar do fim da vigência do plano de ação, os operadores de redes de transporte pertinentes devem avaliar se, no período dos últimos 12 meses, a capacidade transfronteiriça disponível atingiu a trajetória linear ou se, a partir de 1 de janeiro de 2026, os níveis mínimos de capacidade previstos no artigo 16.º, n.º 8, foram alcançados. Os operadores de redes de transporte pertinentes devem apresentar a sua avaliação à ACER e às entidades reguladoras relevantes. Antes de elaborar o relatório, cada operador da rede de transporte envia à sua entidade reguladora, para aprovação, a sua contribuição para os relatórios, incluindo todos os dados relevantes.

5. No caso dos Estados-Membros relativamente aos quais a avaliação nos termos do n.º 4 revelar que um operador da rede de transporte não cumpriu a trajetória linear, estes Estados-Membros devem chegar a uma decisão unânime, no prazo de seis meses a contar da receção do relatório de avaliação referida no n.º 4, sobre se vão alterar ou manter a configuração da zona de ofertas nos e entre esses Estados-Membros. Ao tomar tal decisão, os Estados-Membros pertinentes devem ter em conta comentários apresentados por outros Estados-Membros. A decisão tomada pelos Estados-Membros pertinentes deve ser fundamentada e notificada à Comissão e à ACER.

Caso os Estados-Membros pertinentes não consigam chegar a uma decisão unânime no prazo previsto, devem notificar imediatamente a Comissão. A título de medida de último recurso e o mais tardar seis meses após receber essa notificação, a Comissão, após consulta à ACER e às partes interessadas, adota uma decisão de alterar ou manter a configuração das zonas de ofertas nos e entre esses Estados-Membros.

6. Seis meses antes do fim da vigência do plano de ação, os Estados-Membros que identificaram congestionamentos estruturais decidem se resolvem os congestionamentos que subsistam por via da alteração da sua zona de oferta, ou se resolvem os congestionamentos internos que subsistam com ações de correção a seu cargo.

7. Quando um congestionamento estrutural tiver sido identificado nos termos do artigo 14.º, n.º 7, mas nenhum plano de ação tiver sido definido no prazo de seis meses, os operadores de redes de transporte pertinentes avaliam — no prazo de doze meses após o congestionamento estrutural ter sido identificado — se a capacidade transfronteiriça disponível atingiu o seu nível mínimo de capacidade previsto no artigo 16.º, n.º 8, para o período dos últimos 12 meses, e apresentam um relatório de avaliação as entidades reguladoras relevantes e a ACER.

Antes da elaboração do relatório, o operador da rede de transporte enviará à sua entidade reguladora, para aprovação, a sua contribuição para o relatório, incluindo todos os dados relevantes. No caso de a avaliação demonstrar que um operador da rede de transporte não cumpriu o nível mínimo de capacidade, é aplicável o processo de decisão previsto no n.º 5 do presente artigo.

Artigo 16.º

Princípios gerais da atribuição de capacidades e gestão dos congestionamentos

1. Para os problemas de congestionamento da rede, devem ser encontradas soluções não discriminatórias baseadas no mercado, que forneçam sinais económicos eficazes aos participantes no mercado e aos operadores de redes de transporte em causa. Os problemas de congestionamento da rede devem ser resolvidos através de métodos não baseados em transações, ou seja, métodos que não impliquem uma seleção entre os contratos dos diversos participantes no mercado. Ao tomar medidas operacionais para assegurar que a rede de transporte permanece no estado normal, o operador da rede de transporte deve ter em conta o efeito dessas medidas em zonas de controlo vizinhas e coordenar essas medidas com outros operadores de redes de transporte, tal como previsto no Regulamento (UE) 2015/1222.

2. Os procedimentos de restrição das transações devem ser utilizados apenas em situações de emergência em que os operadores de redes de transporte tenham de agir de forma expedita e não sejam possíveis o redespacho ou as trocas compensatórias. Qualquer procedimento deve ser aplicado de modo não discriminatório. Salvo em casos de força maior, os participantes no mercado aos quais tenha sido atribuída capacidade devem ser indemnizados por eventuais restrições.

3. Os centros de coordenação regional devem efetuar o cálculo coordenado da capacidade nos termos dos n.ºs 4 e 8 do presente artigo, previsto no artigo 37.º, n.º 1, alínea a), nos termos dos n.ºs 3 e 7, e no artigo 42.º, n.º 1.

Os centros de coordenação regional devem calcular capacidades interzonais que respeitem os limites de segurança operacional com recurso a dados dos operadores de redes de transporte, incluindo informação sobre a disponibilidade técnica de medidas corretivas, exceto a limitação de carga. Se os centros de coordenação regional concluírem que essas medidas corretivas disponíveis na região de cálculo da capacidade ou entre regiões de cálculo da capacidade não são suficientes para atingir a trajetória linear nos termos do artigo 15.º, n.º 2, ou os níveis mínimos de capacidade previsto no n.º 8 do presente artigo, respeitando os limites de segurança operacional, podem, como medida de último recurso, estabelecer ações coordenadas que reduzam as capacidades interzonais nesse sentido. Os operadores de redes de transporte podem desviar-se de ações coordenadas no que se refere ao cálculo da capacidade coordenada e à análise de segurança coordenada, mas só nos termos do artigo 42.º, n.º 2.

Até 3 meses após a data de entrada em vigor dos centros de coordenação regionais nos termos do artigo 35.º, n.º 2 do presente regulamento, e, posteriormente, uma vez por trimestre apresentam um relatório às entidades reguladoras competentes e à ACER sobre as reduções de capacidade ou desvios de ações de coordenação nos termos do segundo parágrafo e avaliam as incidências e fazem recomendações, se necessário, sobre a forma de evitar tais desvios no futuro. Se a ACER concluir que os requisitos prévios para um desvio nos termos do presente número não foram cumpridos ou têm natureza estrutural, a ACER apresenta um parecer às entidades reguladoras pertinentes e à Comissão. As entidades reguladoras competentes devem tomar as medidas adequadas contra os operadores de redes de transporte ou os centros de coordenação regionais, nos termos dos artigos 59.º ou 62.º da Diretiva (UE) 2019/944, se os pré-requisitos para esse desvio nos termos do presente número não tiverem sido cumpridos.

Os desvios de natureza estrutural são abordados no plano de ação nos termos do artigo 14.º, n.º 7, ou numa atualização de um plano de ação existente.

4. O nível máximo de capacidade das interligações e das redes de transporte afetadas pela capacidade transfronteiriça deve ser posto à disposição dos participantes no mercado que respeitem os padrões de segurança do funcionamento da rede. As trocas compensatórias e o redespacho, incluindo o redespacho transfronteiriço, devem ser utilizados para maximizar as capacidades disponíveis, a fim de atingir os níveis mínimos de capacidade nos termos do n.º 8. É aplicado um processo coordenado e não discriminatório de ações corretivas transfronteiriças que permita aquela utilização, na sequência da implementação da metodologia de partilha de custos por meio de redespacho e de trocas compensatórias.

5. A atribuição de capacidades será efetuada por licitação explícita ou leilões implícitos, tanto em termos de capacidade como de energia. Ambos os métodos podem coexistir na mesma interligação. Para as transações intradiárias deve ser utilizado um regime contínuo, que pode ser complementado através de leilões.

6. Em caso de congestionamento, vencerão as ofertas de capacidade de rede válidas de valor mais elevado, que ofereçam implícita ou explicitamente o valor mais elevado para a capacidade de transporte (escassa) dentro de um determinado prazo. Com exceção das novas interligações que beneficiam de uma isenção ao abrigo do artigo 7.º do Regulamento (CE) n.º 1228/2003, do artigo 17.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 ou do artigo 63.º do presente regulamento, não é permitido estabelecer bases de licitação nos métodos de atribuição de capacidade.

7. A capacidade será livremente transacionável a nível secundário, desde que o operador da rede de transporte seja informado com a antecedência suficiente. Quando o operador da rede de transporte recusar uma eventual transação secundária, tal facto deve ser comunicado e explicado com clareza e transparência a todos os participantes no mercado pelo operador da rede de transporte e notificado à entidade reguladora.

8. Os operadores de redes de transporte não devem limitar o volume de capacidade de interligação a disponibilizar a participantes no mercado para resolverem congestionamentos no seio das suas próprias zonas de ofertas, ou como meio de gerir os fluxos resultantes de transações internas para zonas de ofertas. Sem prejuízo da aplicação das derrogações nos termos dos n.ºs 3 e 9 do presente artigo e em aplicação do artigo 15.º, n.º 2, considera-se cumprido o disposto no presente número se forem atingidos os seguintes níveis mínimos de capacidade disponível para o comércio interzonal:

- a) Para fronteiras que utilizam uma abordagem baseada na capacidade líquida coordenada de transporte, a capacidade mínima será de 70 % da capacidade de transporte, respeitando os limites de segurança operacional após dedução de emergências, tal como determinado nos termos da orientação relativa à atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, adotada com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009;
- b) Para fronteiras que utilizam uma abordagem baseada nos fluxos, o nível mínimo de capacidade deve corresponder a uma margem fixada no processo de cálculo da capacidade disponível para fluxos induzidos pelo intercâmbio interzonal. A margem será de 70 % da capacidade, respeitando os limites de segurança operacional dos elementos críticos da rede internos ou interzonais, tendo em conta as emergências, tal como determinado nos termos da orientação relativa à atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, adotada com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009.

A quantidade total de 30 % pode ser utilizada para margens de fiabilidade, fluxos circulares e fluxos internos de cada um dos elementos críticos da rede.

9. A pedido dos operadores de redes de transporte de uma região de cálculo da capacidade, as entidades reguladoras competentes podem conceder uma derrogação ao disposto no n.º 8 por razões previsíveis, sempre que tal seja necessário para manter a segurança operacional. Essas derrogações, que não podem estar relacionadas com o deslastre das capacidades já atribuídas nos termos do n.º 2, são concedidas um ano de cada vez ou até dois anos no máximo, desde que a derrogação diminua consideravelmente após o primeiro ano. As derrogações adotadas são limitadas ao estritamente necessário para manter a segurança nacional devem evitar as discriminações entre transações internas e interzonais.

Antes de conceder uma derrogação, a entidade reguladora em questão deve consultar as entidades reguladoras dos outros Estados-Membros que fazem parte de uma região afetada pelo cálculo da capacidade. Se uma entidade reguladora não concordar com a proposta de derrogação, a ACER decide se a derrogação deve ser concedida nos termos do artigo 6.º, n.º 10, alínea a), do Regulamento (UE) 2019/942. A justificação e os motivos da derrogação são publicados.

Quando uma derrogação for concedida, os operadores de redes de transporte devem elaborar e publicar a metodologia e os projetos que proporcionam uma solução a longo prazo para a questão na base da derrogação. A derrogação termina quando o prazo for atingido ou quando a solução for aplicada, consoante o que ocorrer primeiro.

10. Dentro de um prazo razoável antes do período de funcionamento relevante, os participantes no mercado devem informar os operadores de redes de transporte em causa da sua intenção de utilizar ou não a capacidade atribuída. A capacidade atribuída que não for utilizada deve ser reatribuída ao mercado, de forma aberta, transparente e não discriminatória.

11. Os operadores de redes de transporte devem, na medida do tecnicamente possível, fazer a liquidação das necessidades de capacidade de fluxos de energia em sentido oposto nas linhas de interligação congestionadas, a fim de utilizar essas linhas na sua capacidade máxima. Tendo plenamente em conta a segurança da rede, não devem ser recusadas transações que aliviem o congestionamento.

12. As consequências financeiras do incumprimento das obrigações decorrentes da atribuição de capacidade recairão sobre os operadores de redes de transporte ou sobre os responsáveis por esse incumprimento. Se os participantes no mercado não utilizarem a capacidade que lhes compete ou, no caso de capacidade explicitamente licitada, não transacionarem a capacidade a nível secundário ou não a devolverem em devido tempo, esses participantes no mercado perderão os direitos a essa capacidade e pagarão uma taxa que reflita os custos. As taxas em função dos custos, imputadas por não utilização de capacidade, serão justificadas e proporcionadas. Se não cumprir a sua obrigação fornecer capacidade firme de transporte, um operador das redes de transporte terá de compensar o participante no mercado pela perda dos direitos de capacidade. Para este efeito, não serão tidas em conta perdas derivadas. Os conceitos e métodos fundamentais para determinar as responsabilidades decorrentes do incumprimento de obrigações serão definidos com antecedência no que respeita às consequências financeiras e sujeitos a reexame pela entidade reguladora competente.

13. Ao repartir os custos das medidas de correção entre os operadores de redes de transporte, as entidades reguladoras devem analisar até que ponto os fluxos resultantes de transações internas a zonas de ofertas contribuem para o congestionamento que se verifica entre duas zonas de ofertas observadas e devem repartir os custos com base na contribuição para o congestionamento entre os operadores de redes de transporte das zonas de ofertas que criam esses fluxos, com exceção dos custos decorrentes dos fluxos resultantes de transações internas a zonas de ofertas que sejam inferiores ao nível que poderia ser esperado sem congestionamentos estruturais numa zona de ofertas.

Esse nível deve ser analisado e definido conjuntamente por todos os operadores de redes de transporte numa região de cálculo da capacidade para cada fronteira da zona de ofertas respetiva, devendo ser aprovado por todas as entidades reguladoras da região de cálculo da capacidade.

Artigo 17.º

Atribuição de capacidade interzonal nos diferentes períodos de operação

1. Os operadores de redes de transporte devem recalcular a capacidade interzonal disponível pelo menos depois do acoplamento dos mercados para o dia seguinte e após a hora de encerramento do mercado intradiário interzonal. Os operadores de redes de transporte devem atribuir a capacidade interzonal disponível, bem como a eventual capacidade interzonal remanescente ainda não atribuída e a eventual capacidade interzonal libertada por titulares de direitos de transporte físico proveniente de atribuições anteriores, no próximo processo de atribuição de capacidade interzonal.

2. Os operadores de redes de transporte devem definir uma estrutura adequada para a atribuição de capacidade interzonal nos diferentes períodos de operação, incluindo os períodos do dia seguinte, intradiários e de balanço. Essa estrutura de atribuição será sujeita a reexame pelas entidades reguladoras competentes. Ao elaborarem a sua proposta, os operadores de redes de transporte devem ter em conta:

a) As características dos mercados;

- b) As condições de funcionamento da rede de eletricidade, como as implicações de compensar operações programadas firmes;
 - c) O nível de harmonização das percentagens atribuídas a períodos diferentes e os períodos adotados para os diferentes mecanismos de atribuição de capacidade interzonal já existentes.
3. Sempre que estiver disponível capacidade interzonal após a hora de encerramento do mercado interzonal intradiário, os operadores de redes de transporte devem utilizar essa capacidade interzonal para o intercâmbio de energia de balanço ou para o funcionamento do processo de liquidação de desvios.
4. Quando a capacidade interzonal é atribuída para a troca de capacidade de balanço ou partilha de reservas nos termos do artigo 6.º, n.º 8 do presente regulamento, os operadores de redes de transporte devem utilizar as metodologias desenvolvidas na orientação-quadro sobre a balanço de eletricidade adotada com base no artigo 6.º, n.º 11, do Regulamento (CE) n.º 714/2009.
5. Os operadores de redes de transporte não devem aumentar a margem de fiabilidade calculada nos termos do Regulamento (UE) 2015/1222, devida ao intercâmbio de capacidade de balanço ou à partilha de reservas.

SECÇÃO 2

Tarifas de rede e receitas provenientes dos congestionamentos

Artigo 18.º

Tarifas de acesso às redes, utilização de redes e reforço

1. As tarifas de acesso às redes aplicadas pelos operadores de redes, incluindo tarifas de ligação às redes, de utilização das redes e, quando aplicável, tarifas de reforço relacionadas com redes, devem refletir os custos, ser transparentes, ter em conta a necessidade de segurança e flexibilidade da rede e refletir os custos realmente suportados, na medida em que estes correspondam aos de um operador da rede eficiente e estruturalmente comparável, e ser aplicadas de forma não discriminatória. Essas tarifas não devem incluir custos não relacionados que apoiem objetivos políticos não relacionados.

Sem prejuízo do artigo 15.º, n.ºs 1 e 6, e dos critérios previstos no anexo XI da Diretiva 2012/27/UE, o método utilizado para determinar as tarifas de rede deve apoiar de forma neutra a eficiência global do sistema a longo prazo, através de sinais de preços para os clientes e produtores e, em especial, ser aplicado de forma que não discrimine, positiva ou negativamente, entre a produção ligada à distribuição e a produção ligada ao transporte. As tarifas de rede não devem discriminar, positiva ou negativamente, o armazenamento e a agregação de energia, nem criar desincentivos à produção e ao consumo próprios nem à participação na resposta da procura. Sem prejuízo do disposto no n.º 3 do presente artigo, as referidas tarifas não devem ser em função da distância.

2. As metodologias tarifárias devem conceder incentivos adequados e refletir os custos fixos dos operadores de redes de transporte e dos operadores de redes de distribuição, quer a curto, quer a longo prazo, para aumentar as eficiências, incluindo a eficiência energética, promover a integração do mercado e a segurança do abastecimento, apoiar os investimentos eficientes e as atividades de investigação conexas, bem como facilitar a inovação no interesse do consumidor em áreas como a digitalização e os serviços e interligações de flexibilidade.

3. Quando adequado, o nível das tarifas aplicadas aos produtores ou clientes finais, ou ambos, deve fornecer sinais de localização a nível da União e ter em conta as perdas e os congestionamentos provocados na rede, bem como os custos de investimento em infraestruturas.

4. Na definição das tarifas de acesso à rede, devem ser tidos em conta os seguintes elementos:

- a) Os pagamentos e receitas resultantes do mecanismo de balanço entre operadores de redes de transporte;
- b) Os montantes efetivamente pagos e recebidos, bem como os montantes dos pagamentos previstos para períodos futuros, estimados com base em períodos anteriores.

5. A definição das tarifas de acesso à rede aplica-se sem prejuízo da tarifação resultante da gestão dos congestionamentos a que se refere o artigo 16.º.

6. Não deve ser aplicada qualquer tarifa de rede específica às transações interzonais de eletricidade.

7. As tarifas de distribuição devem refletir os custos tendo em conta a utilização da rede de distribuição pelos utilizadores da rede, incluindo os clientes ativos, podem conter elementos relacionados com a capacidade de ligação à rede e podem ser diferenciadas com base nos perfis de produção ou de consumo dos utilizadores da rede. Nos casos em que os Estados-Membros tenham implantado sistemas de contador inteligente, as entidades reguladoras devem ponderar a aplicação de tarifas de rede diferenciadas em função do período do dia, ao fixar ou aprovar as tarifas de transporte e distribuição ou as suas metodologias nos termos do artigo 59.º da Diretiva (UE) 2019/944 e, se for caso disso, podem ser introduzidas tarifas de rede diferenciadas em função do período do dia, refletindo a utilização da rede de forma transparente, eficiente em termos de custos e previsível para o cliente final.

8. As metodologias tarifárias de distribuição devem proporcionar incentivos aos operadores de redes de distribuição com vista à máxima eficiência em termos de custos no funcionamento e desenvolvimento das suas redes, designadamente através da contratação de serviços. Para o efeito, as entidades reguladoras devem reconhecer como elegíveis e incluir os custos relevantes nas tarifas de distribuição e podem introduzir objetivos de desempenho para incentivar os operadores de redes de distribuição a aumentar a eficiência das suas redes, incluindo mediante a eficiência energética, a flexibilidade e o desenvolvimento de redes inteligentes e de sistemas de contadores inteligentes.

9. Até 5 de outubro de 2019, a fim de atenuar o risco de fragmentação do mercado, a ACER apresenta um relatório sobre boas práticas em matéria de metodologias de tarifas de transporte e distribuição, tendo em conta as especificidades nacionais. Esse relatório sobre boas práticas deve incidir, no mínimo, sobre:

- a) O rácio das tarifas aplicadas aos produtores e das tarifas aplicadas aos clientes finais;
- b) Os custos a recuperar pelas tarifas;
- c) As tarifas de rede diferenciadas em função do período do dia;
- d) Os sinais de localização;
- e) A relação entre as tarifas de transporte e as tarifas de distribuição;
- f) Os métodos para garantir a transparência na definição e estrutura das tarifas;
- g) Os grupos de utilizadores da rede sujeitos a tarifas, incluindo, se for caso disso, as suas características, formas de consumo e eventuais isenções de tarifas;
- h) As perdas nas redes de alta, média e baixa tensão.

A ACER deve atualizar o relatório sobre boas práticas, pelo menos, de dois em dois anos.

10. As entidades reguladoras devem ter em conta o relatório sobre boas práticas ao fixarem ou aprovarem de tarifas de transporte e tarifas de distribuição ou as suas metodologias nos termos do artigo 59.º da Diretiva (UE) 2019/944.

Artigo 19.º

Receitas de congestionamentos

1. Os procedimentos de gestão dos congestionamentos associados a um período de operação previamente especificado só podem gerar receitas na eventualidade de congestionamentos que ocorram nesse período, com exceção das novas interligações que beneficiem de isenção ao abrigo do artigo 63.º do presente regulamento, do artigo 17.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 ou do artigo 7.º do Regulamento (CE) n.º 1228/2003. O procedimento para distribuição das receitas será sujeito a reexame pelas entidades reguladoras e não poderá falsear o processo de atribuição a favor de um determinado requerente de capacidade ou energia nem desincentivar a redução do congestionamento.

2. No que respeita às receitas provenientes da atribuição de capacidades interzonais são prioritários os seguintes objetivos:

- a) Garantia da efetiva disponibilidade da capacidade atribuída, incluindo balanço pela firmeza; ou
- b) Manter ou aumentar as capacidades interzonais através da otimização do uso de interligações existentes por meio de medidas corretivas coordenadas, se for caso disso; ou cobrindo os custos resultantes de investimentos na rede relevantes para reduzir o congestionamento das interligações.

3. Nos casos em que os objetivos prioritários estabelecidos no n.º 2 sejam atingidos adequadamente, as receitas podem ser utilizadas como rendimento a ter em conta pelas entidades reguladoras nacionais quando aprovam a metodologia de cálculo das tarifas de rede ou quando fixam tarifas da rede, ou ambas. As receitas remanescentes devem ser colocadas numa linha de conta interna separada até ao momento de poderem ser utilizadas para as finalidades enunciadas no n.º 2.

4. A utilização das receitas nos termos do n.º 2, alíneas a) ou b), fica sujeita a uma metodologia proposta pelos operadores de redes de transporte em consulta com as entidades reguladoras e as partes interessadas e aprovada pela ACER. Os operadores de redes de transporte apresentam a metodologia proposta à ACER até 5 de julho de 2020 e a ACER deve decidir sobre a metodologia proposta num prazo de seis meses após a receção da mesma.

A ACER pode solicitar aos operadores de redes de transporte que alterem ou atualizem a metodologia referida no primeiro parágrafo. A ACER decide sobre a metodologia alterada ou atualizada no prazo máximo de seis meses a contar da sua apresentação.

A metodologia deve especificar, no mínimo, as condições em que as receitas podem ser utilizadas para os fins referidos no n.º 2, as condições em que essas receitas podem ser colocadas numa rubrica contabilística interna separada para utilização futura nesses objetivos e o período durante o qual essas receitas podem ser colocadas na referida rubrica contabilística

5. Os operadores de redes de transporte devem definir, antecipadamente e de forma clara, a forma como as receitas associadas aos congestionamentos serão utilizadas, e apresentar relatórios à entidades reguladoras sobre a utilização efetivamente dada a essas receitas. Até 1 de março de cada ano, as entidades reguladoras devem informar a ACER e devem publicar um relatório indicando o seguinte:

- a) As receitas cobradas no período de 12 meses que termina em 31 de dezembro do ano anterior;
- b) O modo como essas receitas foram utilizadas, nos termos do n.º 2, incluindo os projetos específicos em que foram utilizadas e o montante colocado na rubrica contabilística separada;
- c) O montante utilizado para efeitos de cálculo das tarifas de rede; e
- d) A verificação de que o montante referido na alínea c) respeita o disposto no presente regulamento e a metodologia desenvolvida nos termos dos n.ºs 3 e 4.

Caso algumas das receitas de congestionamento sejam utilizadas para efeitos de cálculo das tarifas de rede, o relatório deve indicar de que forma os operadores de redes de transporte cumpriram os objetivos prioritários previstos no n.º 2, se aplicável.

CAPÍTULO IV

ADEQUAÇÃO DOS RECURSOS

Artigo 20.º

Adequação dos recursos no mercado interno da eletricidade

1. Os Estados-Membros devem monitorizar a adequação dos recursos no seu território com base na avaliação europeia da adequação dos recursos nos termos do artigo 23.º. A fim de complementar a avaliação europeia da adequação dos recursos, os Estados-Membros podem, além disso, efetuar avaliações nacionais da adequação dos recursos nos termos do artigo 24.º.

2. Quando a avaliação europeia da adequação dos recursos referida no artigo 23.º ou a avaliação nacional da adequação dos recursos referida no artigo 24.º identificar um problema de adequação dos recursos, o Estado-Membro em causa deve identificar todas as distorções regulamentares ou falhas de mercado que causam ou contribuem para essa situação.

3. Os Estados-Membros com problemas de adequação dos recursos identificados devem desenvolver e publicar um plano de execução, com um calendário para a adoção de medidas destinadas a eliminar as eventuais distorções regulamentares ou falhas de mercado identificadas como parte do processo de auxílios estatais. Ao procurarem resolver o problema de adequação dos recursos, os Estados-Membros devem, em especial, ter em conta os princípios enunciados no artigo 3.º e devem ponderar:

- a) Suprimir as distorções regulamentares;
- b) Eliminar os preços máximos, nos termos do artigo 10.º;

- c) Introduzir uma função de fixação de preços de escassez para a energia de balanço, tal como referido no artigo 44.º, n.º 3, do Regulamento (UE) 2017/2195;
 - d) Reforçar a interligação e a capacidade de rede interna, com vista a atingir, pelo menos, os seus objetivos de interligação referidos no artigo 4.º, alínea d), ponto 1, do Regulamento (UE) 2018/1999;
 - e) Permitir a produção própria, o armazenamento de energia, as medidas do lado da procura e a eficiência energética através da adoção de medidas destinadas a eliminar distorções regulamentares identificadas;
 - f) Garantir que a contratação de balanço e de serviços de sistema seja eficaz do ponto de vista económico e baseada no mercado;
 - g) Eliminar a fixação dos preços, quando exigido pelo artigo 5.º da Diretiva (UE) 2019/944.
4. Os Estados-Membros em causa devem transmitir os seus planos de execução à Comissão para reexame.
 5. A Comissão emite um parecer, no prazo de quatro meses a contar da receção do plano de execução, indicando se as medidas são suficientes para eliminar as distorções regulamentares ou deficiências de mercado que foram identificadas nos termos do n.º 2 e pode convidar os Estados-Membros a alterarem o plano de execução nesse sentido.
 6. Os Estados-Membros em causa devem acompanhar a aplicação do plano de execução e publicar os resultados dessa verificação num relatório anual submetendo-o à Comissão.
 7. A Comissão deve emitir um parecer indicando se os planos de execução foram suficientemente implementados e se foi resolvido o problema de adequação dos recursos.
 8. Os Estados-Membros devem continuar a aplicar o plano de execução após ser resolvido o problema de adequação dos recursos identificados.

Artigo 21.º

Princípios gerais dos mecanismos de capacidade

1. Para resolver os problemas de adequação dos recursos remanescentes, os Estados-Membros podem introduzir mecanismos de capacidade, como último recurso e aplicando simultaneamente as medidas previstas no artigo 20.º, n.º 3 do presente regulamento, e em conformidade com os artigos 107.º, 108.º e 109.º do TFUE.
2. Antes de introduzir os mecanismos de capacidade, os Estados-Membros em causa devem realizar um estudo exaustivo relativo aos possíveis efeitos desses mecanismos sobre os Estados-Membros vizinhos, através de consultas, no mínimo, com os Estados-Membros vizinhos com os quais têm uma ligação de rede direta e com as partes interessadas desses Estados-Membros.
3. Os Estados-Membros devem avaliar se um mecanismo de capacidade sob a forma de reserva estratégica pode responder aos problemas de adequação de recursos. Se tal não for o caso, os Estados-Membros podem introduzir outro tipo de mecanismo de capacidade.
4. Os Estados-Membros não podem aplicar mecanismos de capacidade se a avaliação europeia da adequação dos recursos e a avaliação nacional da adequação dos recursos — ou, na ausência de uma avaliação nacional da adequação dos recursos, a avaliação europeia da adequação dos recursos — não tiverem identificado problemas de adequação dos recursos.
5. Os Estados-Membros não podem aplicar mecanismos de capacidade antes de o plano de execução detalhado a que se refere o artigo 20.º, n.º 3, ser objeto dum parecer da Comissão, tal como referido no artigo 20.º, n.º 5.
6. Se um Estado-Membro aplicar um mecanismo de capacidade, deve reexaminar esse mecanismo de capacidade e garantir que não sejam celebrados novos contratos ao abrigo desse mecanismo se a avaliação europeia da adequação dos recursos e a avaliação nacional da adequação dos recursos — ou, na ausência de uma avaliação nacional da adequação dos recursos, a avaliação europeia da adequação dos recursos — não tiverem identificado um problema de adequação dos recursos ou se o plano de execução referido no artigo 20.º, n.º 3, não tiver sido alvo de um parecer, tal como referido no artigo 20.º, n.º 5.
7. Ao conceberem os mecanismos de capacidade, os Estados-Membros devem incluir uma disposição que permita a supressão administrativa gradual eficaz do mecanismo de capacidade se não forem celebrados novos contratos ao abrigo do n.º 6 durante três anos consecutivos.

8. Os mecanismos de capacidade devem ser temporários. Devem ser aprovados pela Comissão por um período não superior a 10 anos. Devem ser gradualmente eliminados, ou deve ser reduzido o volume das capacidades afetadas, com base no plano de execução previsto no artigo 20.º. Os Estados-Membros devem continuar a aplicar o plano de execução após a introdução do mecanismo de capacidade.

Artigo 22.º

Princípios para a conceção dos mecanismos de capacidade

1. Os mecanismos de capacidade:
 - a) Devem ser temporários;
 - b) Não devem criar distorções desnecessárias no mercado nem limitar o comércio interzonal;
 - c) Não devem ir além do necessário para resolver o problema de adequação a que se refere o artigo 20.º;
 - d) Devem selecionar os fornecedores de capacidade através de um processo transparente, não discriminatório e concorrencial;
 - e) Devem proporcionar incentivos aos fornecedores de capacidade, para que estejam disponíveis em possíveis alturas de pressão sobre o sistema;
 - f) Devem assegurar que a remuneração seja determinada através de um processo concorrencial;
 - g) Devem estabelecer as condições técnicas para a participação de fornecedores de capacidade antes do processo de seleção;
 - h) Devem ser abertos à participação de todos os recursos, incluindo o armazenamento de energia e a gestão do lado da procura, suscetíveis de assegurar o desempenho técnico necessário;
 - i) Devem aplicar sanções adequadas aos fornecedores de capacidade que não estejam disponíveis em situações de pressão sobre o sistema;
2. Os princípios para a conceção das reservas estratégicas devem cumprir os seguintes requisitos:
 - a) Quando um mecanismo de capacidade corresponde a uma reserva estratégica, os recursos desta só devem ser despachados se os operadores de redes de transporte estiverem em risco de esgotar os seus recursos de balanço para estabelecer um equilíbrio entre a oferta e a procura;
 - b) Durante os períodos de liquidação de desvios em que os recursos da reserva estratégica são despachados, os desvios no mercado são fixados, pelo menos, pelo valor da energia não distribuída/por um valor superior ao limite técnico do preço intradiário a que se refere o artigo 10.º, n.º 1, consoante o que for mais elevado;
 - c) O rendimento da reserva estratégica após o despacho é atribuído aos agentes de mercado responsáveis pela liquidação de desvios através do mecanismo de liquidação de desvios;
 - d) Os recursos que fazem parte da reserva estratégica não são remunerados através dos mercados grossistas de eletricidade nem dos mercados de balanço;
 - e) Os recursos da reserva estratégica são mantidos fora do mercado pelo menos durante o período contratual.

Este requisito a que se refere a alínea a) do primeiro parágrafo não deve impedir que sejam ativados recursos antes do despacho efetivo, a fim de respeitar os condicionalismos inerentes à variação de carga, bem como os requisitos de funcionamento dos recursos. O rendimento da reserva estratégica durante a ativação não é atribuído a grupos de balanço através dos mercados grossistas nem modifica os seus desvios.
3. Para além dos requisitos estabelecidos no n.º 1, os mecanismos de capacidade que não sejam reservas estratégicas devem:
 - a) Ser construídos de modo a garantir que o preço pago pela disponibilidade tende automaticamente para zero, quando se esperar que o nível de capacidade fornecida seja adequado para responder ao nível de capacidade procurada;
 - b) Remunerar os recursos participantes apenas pela sua disponibilidade e garantir que a remuneração não afeta a decisão do fornecedor de capacidade de produzir ou não;
 - c) Garantir que as obrigações de capacidade são transferíveis entre fornecedores de capacidade elegíveis.

4. Os mecanismos de capacidade devem incluir os seguintes requisitos em matéria de limites de emissões de CO₂:
 - a) A partir de 4 de julho de 2019, o mais tardar, as capacidades de geração cuja produção comercial tenha tido início nessa data ou após essa data e que emitam mais de 550 g de CO₂ provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade, não devem ser integradas nem recebem pagamentos ou compromissos de futuros pagamentos no âmbito de um mecanismo de capacidade;
 - b) A partir de 1 de julho de 2025, o mais tardar, as capacidades de geração cuja produção comercial tenha tido início antes de 4 de julho de 2019 e que emitam mais de 550 g de CO₂ provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade e mais de 350 kg de CO₂ provenientes de combustíveis fósseis em média por ano por kW instalado não devem ser integradas nem recebem pagamentos ou compromissos de futuros pagamentos no âmbito de um mecanismo de capacidade.

O limite de emissão de 550 g de CO₂ provenientes de combustíveis fósseis por cada kWh de eletricidade e o limite de 350 kg de CO₂ provenientes de combustíveis fósseis em média por ano por kW instalado e referido nas alíneas a) e b) do primeiro parágrafo devem ser calculados com base na eficiência de conceção da unidade de produção, ou seja, o rendimento líquido em capacidade nominal e sob normas relevantes previstas pela Organização Internacional de Normalização.

Até 5 de janeiro de 2020, a ACER publica um parecer com orientações técnicas sobre o cálculo dos valores referidos no primeiro parágrafo.

5. Os Estados-Membros que apliquem mecanismos de capacidade em 4 de julho de 2019 devem adaptar os seus mecanismos para dar cumprimento ao disposto no Capítulo 4 sem prejuízo dos compromissos ou contratos celebrados até 31 de dezembro de 2019.

Artigo 23.º

Avaliação europeia da adequação dos recursos

1. A avaliação europeia da adequação dos recursos identifica os problemas de adequação dos recursos, avaliando, para tal, a adequação global da rede de eletricidade para suprir a procura atual e prevista de eletricidade ao nível da União, dos Estados-Membros e das zonas de ofertas, se for caso disso. A avaliação europeia da adequação dos recursos deve ocorrer todos os anos durante um período de dez anos a contar da data dessa avaliação.
2. A avaliação europeia da adequação dos recursos deve ser realizada pela REORT para a Eletricidade.
3. Até 5 de janeiro de 2020, a REORT para a Eletricidade deve apresentar ao Grupo de Coordenação da Eletricidade, instituído ao abrigo do artigo 1.º da Decisão da Comissão de 15 de novembro de 2012 ⁽²¹⁾, e à ACER uma proposta de metodologia para a avaliação europeia da adequação dos recursos, com base nos princípios previstos no n.º 5 do presente artigo.
4. Os operadores de redes de transporte devem facultar à REORT para a Eletricidade os dados de que necessita para levar a cabo a avaliação europeia da adequação dos recursos.

A REORT para a Eletricidade deve realizar esta avaliação europeia da adequação dos recursos todos os anos. Os produtores e outros participantes no mercado devem fornecer aos operadores de redes de transporte dados relativos à utilização prevista dos recursos gerados, tendo em conta a disponibilidade dos recursos primários e cenários adequados de previsão da procura e da oferta.

5. A avaliação europeia da adequação dos recursos deve basear-se numa metodologia transparente que assegure que a avaliação:
 - a) Seja efetuada a nível de cada uma das zonas de ofertas que abrangem, pelo menos, todos os Estados-Membros;
 - b) Se baseie em cenários centrais de referência adequados de previsão da procura e da oferta, incluindo uma avaliação da probabilidade de desativação, de abandono por um período indefinido, de novas instalações de produção e de medidas para atingir os objetivos de eficiência energética e de interligação da eletricidade, e que integre uma análise de sensibilidade adequada sobre ocorrências meteorológicas e condições hidrológicas extremas, os preços grossistas e a evolução do preço do carbono;
 - c) Preveja cenários distintos que reflitam a probabilidade variável dos problemas de adequação dos recursos a que os diferentes tipos de mecanismos de capacidade devem dar resposta;

⁽²¹⁾ Decisão da Comissão, de 15 de novembro de 2012, que institui o Grupo de Coordenação da Eletricidade (JO C 353 de 17.11.2012, p. 2).

- d) Tenha adequadamente em conta o contributo de todos os recursos, incluindo a produção, armazenamento de energia, integração setorial, resposta da procura e possibilidades de importação e exportação atuais e futuras e o seu contributo para o funcionamento flexível da rede;
 - e) Antecipe o impacto provável das medidas referidas no artigo 20.º, n.º 3;
 - f) Inclua variantes sem os mecanismos de capacidade existentes ou previstos e, se for caso disso, com tais mecanismos;
 - g) Tenha por base um modelo de mercado utilizando uma abordagem baseada nos fluxos, quando adequado;
 - h) Aplique cálculos probabilísticos;
 - i) Aplique um instrumento único de modelização;
 - j) Inclua pelo menos os seguintes indicadores a que se refere o artigo 25.º:
 - «Previsão da energia não aproveitada», e
 - «Previsão da energia não distribuída»;
 - k) Identifique as causas de eventuais problemas com a adequação dos recursos, em especial tratando-se de condicionamentos da rede ou de recursos, ou ambos;
 - l) Tenha em conta o desenvolvimento real da rede;
 - m) Assegure que a nível nacional as características de geração, a flexibilidade da procura e o armazenamento de energia, a disponibilidade de recursos primários e o nível de interligação são devidamente tidos em conta.
6. Até 5 de janeiro de 2020, a REORT para a Eletricidade deve apresentar à ACER uma proposta de metodologia de cálculo:
- a) Do valor da energia não distribuída;
 - b) Do «custo de mais entrada» para produção ou resposta da procura; e
 - c) Da norma de fiabilidade a que se refere o artigo 25.º.

A metodologia deve basear-se em critérios transparentes, objetivos e verificáveis.

7. As propostas de metodologia ao abrigo dos n.ºs 3 e 6, os cenários, as sensibilidades e os pressupostos em que se baseiam e o resultado da avaliação europeia da adequação dos recursos nos termos do n.º 4 são objeto de consulta prévia aos Estados-Membros, ao Grupo de Coordenação da Eletricidade e a todas as partes interessadas e de aprovação pela ACER, de acordo com o procedimento previsto no artigo 27.º.

Artigo 24.º

Avaliações nacionais da adequação dos recursos

1. A avaliação nacional da adequação dos recursos deve aplicar-se a nível regional e basear-se na metodologia a que se refere o artigo 23.º, n.º 3, e em especial no n.º 5, alíneas b) a m).

As avaliações nacionais da adequação dos recursos devem prever os cenários centrais de referência a que se refere o artigo 23.º, n.º 5, alínea b).

Para além disso, as avaliações nacionais da adequação dos recursos podem ter em conta sensibilidades adicionais àquelas referidas no artigo 23.º, n.º 5, alínea b). Nesses casos, as avaliações nacionais da adequação dos recursos podem:

- a) Formular hipóteses tendo em conta as especificidades da procura e da oferta de eletricidade ao nível nacional;
- b) Utilizar ferramentas e dados recentes coerentes que sejam complementares em relação àqueles que são utilizados pela REORT para a Eletricidade para efeitos da avaliação europeia da adequação dos recursos.

Além disso, quando avaliam a contribuição da participação dos fornecedores de capacidade situados noutra Estado-Membro para a segurança do abastecimento das zonas de ofertas que abrangem, as avaliações nacionais da adequação dos recursos devem usar a metodologia prevista no artigo 26.º, n.º 11, alínea a).

2. As avaliações nacionais da adequação dos recursos e, se for caso disso, a avaliação europeia da adequação dos recursos e o parecer da ACER, nos termos do n.º 3, devem ser facultados ao público.
3. Quando a avaliação nacional da adequação dos recursos identificar um problema de adequação relacionado com uma zona de ofertas que não tenha sido identificado pela avaliação europeia da adequação dos recursos, a avaliação nacional da adequação dos recursos deve incluir uma justificação da divergência constatada entre as duas avaliações da adequação dos recursos, incluindo pormenores sobre as sensibilidades aplicadas e os pressupostos subjacentes. Os Estados-Membros publicam essa avaliação e transmitem-na à ACER.

No prazo de dois meses a contar da data da receção do relatório, a ACER deve emitir um parecer indicando se as diferenças entre a avaliação nacional da adequação dos recursos e a avaliação europeia da adequação dos recursos se justificam.

A entidade responsável pela avaliação nacional da adequação dos recursos tem em devida conta o parecer da ACER e, se necessário, modifica a sua avaliação. Se decidir não ter plenamente em conta o parecer da ACER, deve publicar um relatório com uma fundamentação detalhada.

Artigo 25.º

Norma de fiabilidade

1. Ao aplicar os mecanismos de capacidade, os Estados-Membros devem dispor de uma norma de fiabilidade. A norma de fiabilidade deve indicar, de forma transparente, o nível necessário de segurança do abastecimento do Estado-Membro. No caso das zonas de ofertas transfronteiriças, estas normas de fiabilidade devem ser criadas conjuntamente pelas autoridades competentes.
2. A norma de fiabilidade deve ser fixada pelo Estado-Membro ou pela entidade competente designada pelo Estado-Membro, na sequência de uma proposta da entidade reguladora. A norma de fiabilidade deve basear-se na metodologia prevista no artigo 23.º, n.º 6.
3. A norma de fiabilidade deve ser calculada utilizando, pelo menos, o valor da energia não distribuída e o custo de mais entrada num determinado período de tempo e deve ser expressa como «previsão da energia não aproveitada» e «previsão da energia não distribuída».
4. Quando são aplicados mecanismos de capacidade, os parâmetros que determinam o volume de capacidade pretendida no mecanismo de capacidade devem ser aprovados pelo Estado-Membro ou por uma entidade competente por ele designada com base na proposta das entidades reguladoras.

Artigo 26.º

Participação transfronteiriça nos mecanismos de capacidade

1. Os mecanismos de capacidade que não as reservas estratégicas e, sempre que viável do ponto de vista técnico, as reservas estratégicas, devem ser abertos à participação direta transfronteiriça dos fornecedores de capacidade situados noutro Estado-Membro, nas condições estabelecidas no presente artigo.
2. Os Estados-Membros devem assegurar que a capacidade externa capaz de fornecer um desempenho técnico equivalente às capacidades domésticas tem a possibilidade de participar nos mesmos concursos que a capacidade doméstica. No caso dos mecanismos de capacidade em funcionamento a partir de 4 de julho de 2019, os Estados-Membros podem permitir a participação direta de interligações no mesmo concurso enquanto capacidade externa durante um período máximo de quatro anos a contar de 4 de julho de 2019 ou de dois anos a seguir à data de aprovação das metodologias a que se refere o n.º 11, consoante o que ocorrer primeiro.

Os Estados-Membros podem exigir que a capacidade externa esteja localizada num Estado-Membro com uma ligação de rede direta com o Estado-Membro que aplica o mecanismo.

3. Os Estados-Membros não devem impedir a capacidade localizada no seu território de participar nos mecanismos de capacidade de outros Estados-Membros.

4. A participação transfronteiriça nos mecanismos de capacidade não deve modificar, alterar ou afetar os planos interzonais ou fluxos físicos entre os Estados-Membros. Esses planos e fluxos devem ser exclusivamente determinados pelos resultados da atribuição de capacidade nos termos do artigo 16.º.

5. Os fornecedores de capacidade podem participar em mais do que um mecanismo de capacidade.

Caso os fornecedores de capacidade participem em mais do que um mecanismo de capacidade no mesmo período de entrega, devem ter em conta a disponibilidade previsível de interligação e a provável ocorrência simultânea de pressão entre a rede em que o mecanismo é aplicado e a rede em que essa capacidade externa se encontra, de acordo com a metodologia referida no n.º 11, alínea a).

6. Os fornecedores de capacidade devem estar obrigados a fazer pagamentos de indisponibilidade se a sua capacidade não estiver disponível.

Caso os fornecedores de capacidade participem em mais do que um mecanismo de capacidade no mesmo período de entrega, devem ser sujeitos a pagamentos de indisponibilidade múltiplos se não puderem cumprir múltiplos compromissos.

7. Para efeitos de apresentação de uma recomendação aos operadores de redes de transporte, os centros de coordenação regionais estabelecidos nos termos do artigo 35.º devem calcular anualmente a capacidade de entrada máxima disponível para a participação externa na capacidade. Esse cálculo deve ter em conta a disponibilidade previsível de interligação e a provável ocorrência simultânea de pressão na rede em que o mecanismo é aplicado e a rede em que essa capacidade externa se encontra. É necessário um cálculo para cada fronteira da zona de ofertas.

Os operadores de redes de transporte devem fixar anualmente a capacidade de entrada máxima disponível para a participação externa na capacidade, com base na recomendação do Centro de Coordenação Regional.

8. Os Estados-Membros devem assegurar que a capacidade de entrada a que se refere o n.º 7 é atribuída aos fornecedores de capacidade de forma transparente, não discriminatória e baseada no mercado.

9. Se estiverem disponíveis mecanismos de capacidade para a participação transfronteiriça em dois Estados-Membros vizinhos, quaisquer receitas decorrentes da atribuição referida no n.º 8 devem reverter para os operadores de redes de transporte em causa e devem ser partilhadas entre estes de acordo com a metodologia referida no n.º 11, alínea b) do presente artigo, ou de acordo com uma metodologia comum aprovada pelas duas entidades reguladoras nacionais pertinentes. Se o Estado-Membro vizinho não aplicar um mecanismo de capacidade ou aplicar um mecanismo de capacidade não aberto à participação transfronteiriça, a quota das receitas deve ser aprovada pela autoridade nacional competente do Estado-Membro onde o mecanismo de capacidade é aplicado depois de obter o parecer das entidades reguladoras dos Estados-Membros vizinhos. Os operadores de redes de transporte devem utilizar essas receitas para os fins previstos no artigo 19.º, n.º 2.

10. O operador da rede de transporte onde se situa a capacidade externa deve:

- a) Verificar se os fornecedores de capacidade interessados podem proporcionar o desempenho técnico exigido pelo mecanismo de capacidade em que o fornecedor de capacidade pretenda participar e registar o fornecedor de capacidade como elegível num registo criado para o efeito;
- b) Realizar testes de disponibilidade;
- c) Notificar ao operador da rede de transporte no Estado-Membro que aplica o mecanismo de capacidade a informação recebida nos termos das alíneas a) e b) do presente parágrafo e do segundo parágrafo;

O respetivo fornecedor de capacidade notifica sem demora o operador da rede de transporte sobre a sua participação num mecanismo de capacidade externa.

11. Até 5 de julho de 2020, a REORT para a Eletricidade deve apresentar à ACER:

- a) Uma metodologia de cálculo do limite máximo de capacidade de entrada para a participação transfronteiriça, tal como referido no n.º 7;

- b) Uma metodologia de partilha das receitas a que se refere o n.º 9;
- c) Regras comuns para a realização dos testes de disponibilidade referidos no n.º 10, alínea b);
- d) Regras comuns para calcular quando são devidos pagamentos de indisponibilidade;
- e) As regras de funcionamento do registo a que se refere o n.º 10, alínea a);
- f) As regras comuns para identificar a capacidade elegível para participação no mecanismo de capacidade a que se refere o n.º 10, alínea a).

A proposta deve ser submetida a consulta e aprovação prévia pela ACER, nos termos do artigo 27.º.

12. As entidades reguladoras em causa verificam se as capacidades foram calculadas de acordo com a metodologia a que se refere o n.º 11, alínea a).

13. As entidades reguladoras nacionais devem assegurar que a participação transfronteiriça nos mecanismos de capacidade é organizada de forma eficaz e não discriminatória. Devem, em especial, estabelecer as disposições administrativas adequadas para a execução dos pagamentos de indisponibilidade transfronteiriços.

14. As capacidades atribuídas ao abrigo do n.º 8 devem ser transferíveis entre os fornecedores de capacidade elegíveis. Os prestadores de capacidade elegíveis devem notificar qualquer transferência ao registo, como se refere no n.º 10, alínea a).

15. Até 5 de julho de 2021, a REORT para a Eletricidade deve criar e gerir o registo a que se refere o n.º 10, alínea a). O registo estará aberto a todos os fornecedores de capacidade, às redes que aplicam os mecanismos de capacidade e aos respetivos operadores de redes de transporte.

Artigo 27.º

Procedimento de homologação

1. Sempre que se faça referência ao presente artigo, aplica-se o procedimento previsto nos n.ºs 2, 3 e 4 à aprovação das propostas apresentadas pela REORT para a Eletricidade.
2. Antes de apresentar a proposta, a REORT para a Eletricidade deve realizar consultas que envolvam todas as partes interessadas, incluindo as entidades reguladoras e outras autoridades nacionais. A REORT para a Eletricidade deve ter devidamente em conta os resultados dessas consultas na sua proposta.
3. No prazo de três meses a contar da data de receção da proposta referida no n.º 1, a ACER deve aprovar ou alterar a proposta. Neste último caso, a ACER deve consultar a REORT para a Eletricidade antes de adotar a proposta alterada. A proposta adotada é publicada no sítio Web da ACER no prazo de três meses a contar da data de receção dos documentos propostos.
4. A ACER pode solicitar a qualquer momento alterações à proposta aprovada. No prazo de seis meses a contar da data da receção do pedido, a REORT para a Eletricidade deve apresentar à ACER um projeto com as alterações propostas. No prazo de três meses a contar da data de receção do projeto, a ACER deve alterar ou aprovar as alterações e publicá-las no seu sítio Web.

CAPÍTULO V

EXPLORAÇÃO DA REDE DE TRANSPORTE

Artigo 28.º

Rede europeia dos operadores de redes de transporte de eletricidade

1. Os operadores de redes de transporte cooperam a nível da União mediante o estabelecimento da REORT para a Eletricidade, a fim de promover a plena realização e o funcionamento do mercado interno da eletricidade, bem como o comércio interzonal, e de assegurar uma gestão otimizada, uma exploração coordenada e uma sólida evolução técnica da rede europeia de transporte de eletricidade.

2. No exercício das suas funções ao abrigo do direito da União, a REORT para a Eletricidade deve agir com vista à concretização de um mercado interno da eletricidade funcional e integrado e contribuir para a eficiência e a sustentabilidade da realização dos objetivos definidos no quadro europeu para as políticas do clima e da energia no período 2020-2030, em especial contribuindo para a integração eficiente de eletricidade de fontes de energia renovável e a melhoria da eficiência energética, mantendo simultaneamente a segurança da rede. A REORT para a Eletricidade deve dispor de recursos humanos e financeiros adequados ao cumprimento das suas obrigações.

Artigo 29.º

A REORT para a Eletricidade

1. Os operadores das redes de transporte de eletricidade apresentam à Comissão e à ACER o projeto de alterações dos estatutos REORT para a Eletricidade, da lista de membros ou do regulamento interno da REORT para a Eletricidade.
2. No prazo de dois meses a contar da receção do projeto de alterações dos estatutos, da lista de membros ou do regulamento interno, e após consulta às organizações representativas de todos os interessados, em particular os utilizadores da rede, incluindo os clientes, a ACER envia à Comissão um parecer sobre o projeto de alterações dos estatutos, da lista de membros ou do regulamento interno.
3. A Comissão emite parecer sobre o projeto de alterações dos estatutos, da lista de membros ou do regulamento interno, tendo em conta o parecer da ACER previsto no n.º 2 e no prazo de três meses após a receção do parecer da ACER.
4. No prazo de três meses a contar da receção do parecer favorável da Comissão, os operadores de redes de transporte REORT para a Eletricidade aprovam e publicam os estatutos ou o regulamento interno alterados.
5. Os documentos referidos no n.º 1 devem ser apresentados à Comissão e à ACER em caso de alterações ou mediante pedido fundamentado de ambos. A Comissão e a ACER devem emitir um parecer nos termos dos n.ºs 2, 3 e 4.

Artigo 30.º

Funções da REORT para a Eletricidade

1. A REORT para a Eletricidade deve:
 - a) Desenvolver códigos de rede nos domínios mencionados no artigo 59.º, n.ºs 1 e 2, com vista a atingir os objetivos estabelecidos no artigo 28.º;
 - b) Aprovar e publicar, de dois em dois anos, um plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União (a seguir designado plano de desenvolvimento da rede à escala da União);
 - c) Elaborar e adotar propostas relacionadas com a avaliação europeia da adequação dos recursos nos termos do artigo 23.º, e com as especificações técnicas para a participação transfronteiriça nos mecanismos de capacidade nos termos do artigo 26.º, n.º 11;
 - d) Adotar recomendações sobre a coordenação da cooperação técnica entre os operadores de redes de transporte da União e de países terceiros;
 - e) Adotar um quadro para a cooperação e a coordenação entre os centros de coordenação regionais;
 - f) Adotar uma proposta para definir a região de exploração da rede nos termos artigo 36.º;
 - g) Cooperar com os operadores de redes de distribuição e com a entidade ORD UE;
 - h) Promover a digitalização das redes de transporte, incluindo a recolha e utilização eficazes de dados em tempo real e a implantação de redes inteligentes e de sistemas de contadores inteligentes;
 - i) Adotar instrumentos comuns para o funcionamento da rede, a fim de assegurar a coordenação do funcionamento da rede em condições normais e de emergência, incluindo uma escala comum de classificação de incidentes, e planos comuns de investigação, incluindo a realização destes planos através de um programa de investigação eficiente. Estes instrumentos especificam, entre outros aspetos:
 - i) as informações, incluindo as informações apropriadas com um dia de antecedência, ao longo do próprio dia e em tempo real, que sejam úteis para melhorar coordenação operacional, assim como a frequência ótima para a recolha e a partilha dessas informações,

- ii) a plataforma tecnológica para o intercâmbio de informações em tempo real e, se for o caso, as plataformas tecnológicas para a recolha, o tratamento e a transmissão das restantes informações referidas na subalínea i), bem como para a aplicação dos procedimentos suscetíveis de aumentar a coordenação operacional entre os operadores de redes de transporte, a fim de que essa coordenação se estenda a toda a União,
 - iii) a forma como os operadores de redes de transporte colocam as informações operacionais à disposição de outros operadores de redes de transporte ou de qualquer entidade devidamente mandatada para os apoiar na realização da coordenação operacional, e da ACER, e
 - iv) que os operadores de redes de transporte designam um ponto de contacto encarregado de responder às perguntas colocadas por outros operadores de redes de transporte ou por qualquer entidade devidamente mandatada referida na subalínea iii), ou pela ACER, sobre as referidas informações;
- j) Adotar um programa de trabalho anual;
 - k) Contribuir para o estabelecimento de requisitos de interoperabilidade e de procedimentos transparentes e não discriminatórios de acesso aos dados, tal como previsto no artigo 24.º da Diretiva (UE) 2019/944;
 - l) Adotar um relatório anual;
 - m) Elaborar e adotar avaliações da adequação sazonais nos termos do artigo 9.º, n.º 2, do Regulamento (UE) 2019/941;
 - n) Promover a cibersegurança e a proteção de dados, em cooperação com as autoridades competentes e as entidades regulamentadas;
 - o) Ter em conta a evolução da resposta da procura no cumprimento das suas funções.
2. A REORT para a Eletricidade deve comunicar à ACER as deficiências identificadas relativamente à criação e ao desempenho dos centros de coordenação regionais.
3. A REORT para a Eletricidade deve publicar as atas das suas reuniões da assembleia geral, do conselho de administração e dos comités e fornecer regularmente ao público informações sobre o seu processo de tomada de decisões e atividades.
4. O programa de trabalho anual referido no n.º 1, alínea j), deve conter uma lista e uma descrição dos códigos de rede a elaborar, um plano relativo à coordenação da exploração da rede e às atividades de investigação e desenvolvimento, a realizar no ano em causa, assim como um calendário indicativo.
5. A REORT para a Eletricidade deve disponibilizar todas as informações exigidas pela ACER para desempenhar as suas funções nos termos do artigo 32.º, n.º 1. Os operadores de redes de transporte devem disponibilizar todas as informações exigidas pela REORT para a Eletricidade para desempenhar as suas funções nos termos do n.º 1.
6. A pedido da Comissão, a REORT para a Eletricidade deve apresentar à Comissão os seus pontos de vista sobre as orientações a adotar, tal como previsto no artigo 61.º.

Artigo 31.º

Consultas

1. Ao preparar as propostas relativas às funções referidas no artigo 30.º, n.º 1, a REORT para a Eletricidade leva a cabo um amplo processo de consultas. Esse processo deve ter uma estrutura que permita ter em conta as observações das partes interessadas antes da adoção final, e de forma aberta e transparente, que envolva todas as partes interessadas, nomeadamente as organizações que representam essas partes interessadas, nos termos do regulamento interno referido no artigo 29.º. A consulta também deve incluir as entidades reguladoras e outras autoridades nacionais, nomeadamente clientes, empresas de comercialização e produção de eletricidade, utilizadores das redes incluindo clientes, operadores de redes de distribuição, associações industriais relevantes, organismos técnicos e plataformas de intervenientes e tem por objetivo identificar as opiniões e as propostas de todos os interessados no processo de decisão.
2. As atas das reuniões e toda a documentação relativa às consultas a que se refere o n.º 1 são tornadas públicas.

3. Antes de aprovar as propostas previstas no artigo 30.º, n.º 1, a REORT para a Eletricidade deve indicar o atendimento dado às observações recebidas na consulta. O eventual não atendimento das observações deve ser devidamente justificado.

Artigo 32.º

Monitorização pela ACER

1. A ACER deve monitorizar a execução das funções da REORT para a Eletricidade a que se refere o artigo 30.º, n.ºs 1, 2 e 3, e comunica os seus resultados à Comissão.

A ACER deve monitorizar a aplicação pela REORT para a Eletricidade dos códigos de rede desenvolvidos nos termos do artigo 59.º. Caso a REORT para a Eletricidade não tenha aplicado algum desses códigos, a ACER deve solicitar à REORT para a Eletricidade que transmita uma explicação devidamente fundamentada da razão por que o não fez. A ACER informa a Comissão sobre essa justificação e apresenta um parecer sobre a mesma.

A ACER deve monitorizar e analisar a aplicação dos códigos de rede e das orientações aprovados pela Comissão nos termos do artigo 58.º, n.º 1, e o seu efeito na harmonização das regras aplicáveis destinadas a facilitar a integração do mercado bem como a não discriminação, a concorrência efetiva e o funcionamento eficaz do mercado, e apresentar um relatório à Comissão.

2. A REORT para a Eletricidade deve apresentar à ACER, para parecer, o projeto de plano de desenvolvimento da rede à escala da União e o projeto de programa de trabalho anual, incluindo a informação relativa ao processo de consulta, bem como os outros documentos referidos no artigo 30.º, n.º 1.

No prazo de dois meses a contar do dia de receção, a ACER envia um parecer devidamente fundamentado bem como recomendações à REORT para a Eletricidade e à Comissão, caso considere que o projeto de programa de trabalho anual ou o projeto de plano de desenvolvimento de rede à escala da União apresentado pela REORT para a Eletricidade não contribui para um tratamento não discriminatório, uma concorrência efetiva e um funcionamento eficaz do mercado ou para um nível suficiente de interligação transfronteiriça aberta ao acesso de terceiros.

Artigo 33.º

Custos

Os custos relacionados com as atividades da REORT para a Eletricidade referidas nos artigos 28.º a 32.º e 58.º a 61.º do presente regulamento e no artigo 11.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho⁽²²⁾ são suportados pelos operadores de redes de transporte e tidos em conta no cálculo das tarifas. As entidades reguladoras só aprovam os referidos custos se estes forem razoáveis e apropriados.

Artigo 34.º

Cooperação regional dos operadores de redes de transporte

1. Os operadores de redes de transporte estabelecem a cooperação regional no âmbito da REORT para a Eletricidade, como contributo para o desempenho das funções mencionadas no artigo 30.º, n.ºs 1, 2 e 3. Em particular, publicam, de dois em dois anos, um plano de investimento regional e podem tomar decisões de investimento baseadas nesse plano. A REORT para a Eletricidade deve promover a cooperação entre operadores de redes de transporte a nível regional, para assegurar a interoperabilidade, comunicação e acompanhamento do desempenho regional nos domínios que ainda não estão harmonizados a nível da União.

2. Os operadores de redes de transporte devem promover dispositivos operacionais tendentes a assegurar a gestão otimizada da rede, bem como o desenvolvimento de bolsas de energia, a atribuição coordenada de capacidade transfronteiriça através de soluções não discriminatórias baseadas no mercado, dando a devida atenção aos méritos específicos dos leilões implícitos para atribuições a curto prazo, e a integração dos mecanismos de balanço e da energia de reserva.

⁽²²⁾ Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias e que revoga a Decisão n.º 1364/2006/CE e altera os Regulamentos (CE) n.º 713/2009, (CE) n.º 714/2009 e (CE) n.º 715/2009 (JO L 115 de 25.4.2013, p. 39).

3. Tendo em vista a realização dos objetivos referidos nos n.ºs 1 e 2, a zona geográfica coberta por cada estrutura de cooperação regional pode ser estabelecida pela Comissão, tendo em conta as atuais estruturas de cooperação regional. Cada Estado-Membro pode promover a cooperação em mais do que uma zona geográfica.

A Comissão fica habilitada a adotar atos delegados nos termos do artigo 68.º, a fim de completar o presente regulamento, no que diz respeito a estabelecer a área geográfica coberta por cada estrutura de cooperação regional. Para esse efeito, a Comissão consulta as entidades reguladoras, a ACER e a REORT para a Eletricidade.

Os atos delegados referidos no presente número aplicam-se sem prejuízo do disposto no artigo 36.º.

Artigo 35.º

Criação e missão dos centros de coordenação regionais

1. Até 5 de julho de 2020, os operadores de redes de transporte de uma região de exploração da rede devem apresentar às entidades reguladoras em causa uma proposta de estabelecimento de centros de coordenação regionais, de acordo com os critérios definidos no presente capítulo.

As entidades reguladoras da região operacional devem reexaminar e aprovar a proposta.

A proposta deve incluir, pelo menos, os seguintes elementos:

- a) O Estado-Membro onde se situará a sede dos centros de coordenação regionais e os operadores de redes de transporte participantes;
- b) As modalidades organizacionais, financeiras e operacionais necessárias para assegurar o funcionamento eficiente, seguro e fiável da rede de transporte interligada;
- c) Um plano de execução para a entrada em funcionamento dos centros de coordenação regionais;
- d) Os estatutos e o regulamento interno dos centros de coordenação regionais;
- e) Uma descrição dos processos de cooperação, nos termos do artigo 38.º;
- f) Uma descrição das disposições relativas à responsabilidade dos centros de coordenação regionais, nos termos do artigo 47.º;
- g) Nos casos em que dois centros de coordenação regionais são mantidos numa base rotativa nos termos do artigo 36.º, n.º 2, uma descrição das disposições destinadas a definir claramente as responsabilidades e os procedimentos relativos à execução das suas funções.

2. Após a aprovação pelas entidades reguladoras da proposta referida no n.º 1, os centros de coordenação regionais substituem os coordenadores de segurança regional, instituídos de acordo com as orientações sobre o funcionamento da rede adotadas com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009, e entram em funcionamento em 1 de julho de 2022.

3. Os centros de coordenação regionais devem revestir-se da forma jurídica a que se refere o Anexo II da Diretiva (UE) 2017/1132 do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽²³⁾.

4. No exercício das suas funções ao abrigo do direito da União, os centros de coordenação regionais devem atuar de forma independente dos diferentes interesses nacionais e dos interesses dos operadores de redes de transporte.

5. Os centros de coordenação regionais devem complementar o papel dos operadores de redes de transporte desempenhando as tarefas de relevância regional que lhes sejam atribuídas nos termos do artigo 37.º. Os operadores de redes de transporte são responsáveis pela gestão dos fluxos de eletricidade e por garantir a segurança, fiabilidade e eficácia da rede de eletricidade, nos termos do artigo 40.º, n.º 1, alínea d) da Diretiva (UE) 2019/944.

⁽²³⁾ Diretiva (UE) 2017/1132 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 14 de junho de 2017, relativa a determinados aspetos do direito das sociedades (JO L 169 de 30.6.2017, p. 46).

*Artigo 36.º***Âmbito geográfico dos Centros de coordenação regionais**

1. Até 5 de janeiro de 2020, a REORT para a Eletricidade deve apresentar à ACER uma proposta que especifique quais os operadores de redes de transporte, as zonas de ofertas, as fronteiras de zona de ofertas, as regiões de cálculo da capacidade e as regiões de coordenação das indisponibilidades abrangidos por cada uma das regiões de exploração da rede. A proposta tem em conta a topologia de rede, incluindo o grau de interligação e de interdependência da rede de eletricidade em termos de fluxos e a dimensão da região, que deve abranger, pelo menos, uma região de cálculo da capacidade.
2. Os operadores de redes de transporte de uma região de exploração da rede devem aderir ao centro de coordenação regional estabelecido nessa região. A título excecional, se a zona de controlo de um operador da rede de transporte fizer parte de várias zonas síncronas, o operador da rede de transporte pode participar em dois centros de coordenação regionais. Para as fronteiras das zonas de ofertas adjacentes a regiões de exploração da rede, a proposta referida no n.º 1 deve especificar a forma como deve ser realizada a coordenação entre os centros de coordenação regionais para essas fronteiras. No caso da zona síncrona da Europa Continental, em que as atividades de dois centros de coordenação regionais podem sobrepor-se numa região de exploração da rede, os operadores de redes de transporte dessa região de exploração da rede podem decidir designar um único centro de coordenação regional para essa região ou atribuir aos dois centros de coordenação regionais algumas ou todas as funções de relevância regional em toda a região de exploração da rede, numa base rotativa, e designar um único centro de coordenação regional para a execução das restantes funções.
3. No prazo de três meses a contar da receção da proposta referida no n.º 1, a ACER deve aprovar a proposta que define as regiões de exploração da rede, ou propor alterações. Neste último caso, a ACER consultará a REORT para a Eletricidade antes da adoção das alterações. A proposta adotada é publicada no sítio web da ACER.
4. Os operadores de redes de transporte pertinentes podem apresentar à ACER uma proposta de alteração das regiões de exploração da rede definidas nos termos do n.º 1. É aplicável o procedimento previsto no n.º 3.

*Artigo 37.º***Funções dos centros de coordenação regionais**

1. Cada centro de coordenação regional deve desempenhar, pelo menos, as seguintes funções de relevância regional em toda a região de exploração da rede em que está estabelecido:
 - a) Cálculo coordenado da capacidade em consonância com as metodologias elaboradas de acordo com as orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, adotadas com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009;
 - b) Análise coordenada de segurança em consonância com as metodologias elaboradas de acordo com as orientações sobre o funcionamento da rede adotadas com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009;
 - c) Criação de modelos de rede comuns em consonância com as metodologias e os procedimentos elaborados de acordo com as orientações sobre o funcionamento da rede adotadas com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009;
 - d) Apoio à realização da avaliação da coerência dos planos de defesa e dos planos de restabelecimento dos operadores de redes de transporte de acordo com o procedimento previsto no código de rede para emergências e restabelecimento de eletricidade adotado com base no artigo 6.º, n.º 11, do Regulamento (CE) n.º 714/2009;
 - e) Elaboração de previsões regionais, pelo menos para o dia seguinte, sobre a adequação das redes e preparação de ações de redução dos riscos de acordo com a metodologia prevista no artigo 8.º do Regulamento (UE) 2019/941 e com os procedimentos estabelecidos nas orientações sobre o funcionamento da rede adotadas com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009;
 - f) Coordenação regional do planeamento das indisponibilidades de acordo com os procedimentos previstos nas orientações sobre o funcionamento da rede adotadas com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009;
 - g) Formação e certificação do pessoal que trabalha para os centros de coordenação regionais;
 - h) Apoio à coordenação e otimização do restabelecimento regional, tal como requerido pelos operadores de redes de transporte;

- i) Análise e elaboração de relatórios pós-exploração e pós-perturbações;
- j) Dimensionamento da reserva de capacidade regional;
- k) Facilitar a contratação regional de capacidade de balanço;
- l) Apoiar os operadores de redes de transporte, mediante pedido, na otimização das liquidações entre operadores de redes de transporte;
- m) Tarefas relacionadas com a identificação dos cenários de crise de eletricidade a nível regional, se e na medida em que sejam atribuídas aos Centros de Coordenação Regionais, nos termos do artigo 6.º, n.º 1, do Regulamento (UE) 2019/941;
- n) Funções relacionadas com as avaliações de adequação sazonais, se e na medida em que sejam atribuídas aos centros de coordenação regionais, nos termos do artigo 9.º, n.º 2, do Regulamento (UE) 2019/941;
- o) Cálculo do valor da capacidade de entrada máxima disponível para a capacidade de participação externa nos mecanismos de capacidade para fins de formulação de uma recomendação, nos termos do artigo 26.º, n.º 7.
- p) Tarefas relacionadas com o apoio aos operadores de redes de transporte na identificação das necessidades de nova capacidade de transporte, de atualização da capacidade de transporte existente ou de alternativas à mesma, a apresentar aos grupos regionais estabelecidos nos termos do Regulamento (UE) n.º 347/2013 e a incluir no plano decenal de desenvolvimento da rede referido no artigo 51.º da Diretiva (UE) 2019/944.

As funções descritas no primeiro parágrafo constam pormenorizadamente do anexo I.

2. Mediante proposta da Comissão ou dos Estados-Membros, o comité criado nos termos do artigo 68.º, da Diretiva (UE) 2019/944 emite um parecer sobre a atribuição de novas funções de aconselhamento aos centros de coordenação regionais. Se esse comité emitir um parecer favorável sobre a atribuição de novas funções de aconselhamento, os centros de coordenação regionais exercem essas tarefas com base numa proposta elaborada pela REORT para a Eletricidade e aprovada pela ACER nos termos do procedimento estabelecido no artigo 27.º.

3. Os operadores de redes de transporte devem fornecer aos seus centros de coordenação regionais as informações necessárias ao cumprimento das suas funções.

4. Os centros de coordenação regionais devem fornecer aos operadores de redes de transporte da região de exploração da rede todas as informações necessárias para aplicar as ações coordenadas e recomendações emitidas pelos centros de coordenação regionais.

5. Para o desempenho das funções previstas no presente artigo e ainda não abrangidas pelos códigos de rede ou orientações pertinentes, a REORT para a Eletricidade deve elaborar uma proposta nos termos do procedimento estabelecido no artigo 27.º. Os centros de coordenação regionais devem exercer essas funções com base numa proposta que tenha sido aprovada pela Agência.

Artigo 38.º

Cooperação no âmbito dos centros de coordenação regionais e entre estes

A coordenação quotidiana nos centros de coordenação regionais e entre estes é gerida por processos de cooperação entre os operadores de redes de transporte da região, incluindo as disposições de coordenação entre os centros de coordenação regionais, se for caso disso. O processo de cooperação baseia-se nos seguintes elementos:

- a) Modalidades de funcionamento destinadas a abordar os aspetos de planeamento e operacionais relevantes para o desempenho das funções referidas no artigo 37.º;
- b) Um procedimento de partilha da análise e consulta das propostas dos centros de coordenação regionais com os operadores de redes de transporte da região de exploração da rede e as partes interessadas, e com outros centros de coordenação de forma eficiente e inclusiva, no exercício das suas obrigações e funções operacionais, nos termos do artigo 40.º;
- c) Um procedimento para a adoção de ações coordenadas e recomendações, nos termos do artigo 42.º.

*Artigo 39.º***Modalidades de funcionamento**

1. Os centros de coordenação regionais devem elaborar modalidades de funcionamento que sejam eficientes, inclusivas, transparentes e facilitem o consenso, para lidar com os aspetos de planeamento e operacionais relacionados com as funções desempenhadas, tendo nomeadamente em conta as especificidades e exigências dessas funções, conforme especificado no anexo I. Os centros de coordenação regionais devem elaborar um processo para a revisão dessas modalidades de funcionamento.
2. Os centros de coordenação regionais devem garantir que as modalidades de funcionamento previstas no n.º 1 incluem regras para a notificação das partes em causa.

*Artigo 40.º***Procedimento de consulta**

1. Os centros de coordenação regionais devem desenvolver um procedimento para organizar, no exercício das suas funções e tarefas operacionais quotidianas, a consulta adequada e regular dos operadores de redes de transporte da região de exploração da rede, de outros centros de coordenação regionais e das partes interessadas relevantes. Para garantir que possam ser abordadas questões regulamentares, as entidades reguladoras devem, sempre que necessário, ser envolvidas no processo.
2. Os centros de coordenação regionais devem consultar os Estados-Membros da região de exploração da rede e, caso exista uma instância regional, as suas instâncias regionais sobre questões de relevância política que não sejam as atividades quotidianas dos centros de coordenação regionais e a execução das suas funções. Os centros de coordenação regionais devem ter devidamente em conta as recomendações formuladas pelos Estados-Membros e, se for caso disso, pelas suas instâncias regionais.

*Artigo 41.º***Transparência**

1. Os centros de coordenação regionais devem organizar um processo de envolvimento das partes interessadas e organizar reuniões periódicas com as partes interessadas para debater questões relacionadas com o funcionamento eficiente, seguro e fiável da rede interligada, bem como identificar as deficiências e propor melhorias.
2. A REORT para a Eletricidade e os centros de coordenação regionais devem funcionar com plena transparência em relação às partes interessadas e ao público em geral. Toda a documentação pertinente deve ser publicada nos seus respetivos sítios Web REORT para a Eletricidade.

*Artigo 42.º***Adoção e reexame das ações coordenadas e das recomendações**

1. Os operadores de redes de transporte de uma região de exploração da rede devem elaborar um procedimento para a adoção e reexame de ações coordenadas e recomendações emitidos pelos centros de coordenação regionais de acordo com os critérios estabelecidos nos n.ºs 2, 3 e 4.
2. Os centros de coordenação regionais devem estabelecer ações coordenadas dirigidas aos operadores de redes de transporte no que diz respeito às funções descritas nas alíneas a) e b) do artigo 37.º, n.º 1. Os operadores de redes de transporte devem implementar as ações coordenadas exceto se a implementação dessas ações resultar numa violação dos limites de segurança operacional definidos por cada operador da rede de transporte de acordo com as orientações sobre o funcionamento da rede adotadas com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009.

Se um operador da rede de transporte decidir não implementar a ação coordenada pelos motivos expostos no presente número, deve comunicar sem demora e de forma transparente as razões circunstanciadas da sua decisão ao centro de coordenação regional e aos operadores de redes de transporte da região de exploração da rede. Nesses casos o centro de coordenação regional deve avaliar o impacto dessa decisão nos outros operadores de redes de transporte da região de exploração da rede e podem propor uma série de ações coordenadas diferentes sujeitas a um procedimento estabelecido no n.º 1.

3. Os centros de coordenação regionais devem adotar recomendações dirigidas aos operadores de redes de transporte para o desempenho das funções enumeradas no artigo 37.º, n.º 1, alíneas c) a p), ou atribuídas nos termos do artigo 37.º, n.º 2.

Sempre que um operador decidir não respeitar a recomendação a que se refere o n.º 1, o operador da rede de transporte deve apresentar sem demora uma justificação da sua decisão aos centros de coordenação regionais e aos outros operadores de redes de transporte da região de exploração da rede.

4. O reexame das ações coordenadas ou de uma recomendação é desencadeada a pedido de um ou mais operadores de redes de transporte da região de exploração da rede. Na sequência do reexame da ação coordenada ou recomendação, os Centros de Coordenação Regionais confirmam ou alteram a medida.

5. Sempre que uma ação coordenada está sujeita a um reexame nos termos do n.º 4 do presente artigo, o pedido de reexame não tem efeitos suspensivos sobre as ações coordenadas, exceto quando a aplicação das ações coordenadas resultar numa violação dos limites de segurança operacional definidos por cada operador da rede de transporte singular de acordo com as orientações sobre o funcionamento da rede adotadas com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009.

6. Mediante proposta de um Estado-Membro ou da Comissão e após consulta do comité criado nos termos do artigo 68.º da Diretiva (UE) 2019/944, os Estados-Membros de uma região de exploração da rede podem, de comum acordo, decidir atribuir a competência para estabelecer ações coordenadas ao respetivo centro de coordenação regional para uma ou várias das funções previstas no artigo 37.º, n.º 1, alíneas c) a p) do presente regulamento.

Artigo 43.º

Conselho de administração dos centros de coordenação regionais

1. Para adotar medidas relacionadas com a sua governação e acompanhar a sua execução, os centros de coordenação regionais devem criar um conselho de administração.
2. O conselho de administração é composto por membros que representam todos os operadores de redes de transporte da região de exploração da rede que participam nos respetivos centros de coordenação regionais.
3. O conselho de administração é responsável por:
 - a) Elaborar e aprovar os estatutos e regulamento interno dos centros de coordenação regionais;
 - b) Definir e estabelecer a estrutura organizativa;
 - c) Elaborar e aprovar o orçamento anual;
 - d) Elaborar e aprovar os processos de cooperação nos termos do artigo 38.º.
4. As competências do conselho de administração excluem as decisões relacionadas com as atividades quotidianas dos centros de coordenação regionais e o exercício das suas funções.

Artigo 44.º

Estrutura organizativa

1. Os operadores de redes de transporte de uma região de exploração da rede devem estabelecer a estrutura organizacional dos centros de coordenação regionais que apoie a segurança das suas funções.

A estrutura organizacional deve definir:

- a) Os poderes, deveres e responsabilidades do pessoal;
- b) A relação e os canais de comunicação entre as diferentes partes e processos da organização.

2. Os centros de coordenação regionais podem criar gabinetes regionais para dar resposta a especificidades sub-regionais, ou criar centros de coordenação regionais de apoio eficientes e fiáveis para o exercício das suas funções sempre que se revele estritamente necessário.

*Artigo 45.º***Equipamento e pessoal**

Os centros de coordenação regionais devem dispor de todos os recursos humanos, técnicos, materiais e financeiros necessários ao cumprimento das suas obrigações nos termos do presente regulamento, e ao exercício das suas funções de forma independente e imparcial.

*Artigo 46.º***Monitorização e apresentação de relatórios**

1. Os centros de coordenação regionais devem estabelecer um processo de monitorização contínua de, no mínimo:
 - a) O seu desempenho operacional;
 - b) As ações coordenadas e as recomendações emitidas, em que medida as ações coordenadas e das recomendações foram implementadas pelos operadores de redes de transporte e os resultados alcançados;
 - c) A eficácia e eficiência com que exercem cada uma das funções pelas quais são responsáveis e, se for caso disso, a rotação das suas funções.
2. Os centros de coordenação regionais estabelecem os seus custos de um modo transparente e comunicam-nos à Agência e às entidades reguladoras da região de exploração da rede.
3. Os centros de coordenação regionais devem apresentar um relatório anual sobre os resultados da monitorização previstos no n.º 1, e informações sobre o seu desempenho à REORT para a Eletricidade, à ACER, às entidades reguladoras na região operacional e ao Grupo de Coordenação da Eletricidade.
4. Os centros de coordenação regionais devem comunicar as deficiências identificadas no processo de monitorização previsto no n.º 1 à REORT para a Eletricidade, às entidades reguladoras da região de exploração da rede, à ACER e às outras autoridades competentes dos Estados-Membros responsáveis pela prevenção e gestão de situações de crise. Na sequência da referida comunicação, as entidades reguladoras competentes da região de exploração da rede podem propor aos centros de coordenação regionais medidas destinadas a corrigir essas deficiências.
5. Sem prejuízo da necessidade de proteger a segurança e da confidencialidade das informações comercialmente sensíveis, os centros de coordenação regionais publicam as comunicações referidas nos n.ºs 3 e 4.

*Artigo 47.º***Responsabilidade**

Na proposta de criação de centros de coordenação regionais, nos termos do artigo 35.º, os operadores de redes de transporte da região de exploração da rede incluem as medidas necessárias para cobrir a responsabilidade relativa à execução das tarefas dos centros de coordenação regionais. O método utilizado para garantir a cobertura deve ter em conta o estatuto jurídico dos centros de coordenação regionais e o nível de cobertura dos seguros comerciais disponíveis.

*Artigo 48.º***Plano decenal de desenvolvimento da rede**

1. O plano de desenvolvimento da rede à escala da União referido no artigo 30.º, n.º 1, alínea b), deve incluir a modelização da rede integrada, a elaboração de cenários e uma avaliação da resiliência do sistema.

O plano de desenvolvimento da rede à escala da União deve, em especial:

- a) Basear-se nos planos de investimento nacionais, tendo em conta os planos de investimento regionais referidos no artigo 34.º, n.º 1, do presente regulamento e, se for caso disso, os aspetos relativos à União do planeamento das redes que figuram no Regulamento (UE) n.º 347/2013; Ser submetido a uma análise custo-benefício de acordo com a metodologia estabelecida tal como previsto no artigo 11.º do referido regulamento;

- b) No tocante às interligações transfronteiriças, basear-se também nas necessidades razoáveis dos utilizadores da rede e incluir compromissos de longo prazo dos investidores referidos nos artigos 44.º e 51.º da Diretiva (UE) 2019/944; e
- c) Identificar lacunas no investimento, nomeadamente relacionadas com as capacidades transfronteiriças.

No que respeita à alínea c) do primeiro parágrafo, o plano de desenvolvimento da rede à escala da União pode ser acompanhado de um reexame dos entraves ao aumento da capacidade de rede transfronteiriça criados pela existência de diferentes procedimentos ou práticas de aprovação.

2. A ACER formula um parecer sobre os planos decenais de desenvolvimento da rede à escala nacional em que avalia a coerência dos mesmos com o plano de desenvolvimento da rede à escala da União. Se a ACER identificar incoerências entre um plano decenal de desenvolvimento da rede à escala nacional e o plano de desenvolvimento da rede à escala da União, recomenda a alteração do plano decenal de desenvolvimento da rede à escala nacional ou do plano de desenvolvimento da rede à escala da União conforme necessário. Se esse plano decenal de desenvolvimento da rede for elaborado nos termos do artigo 51.º da Diretiva (UE) 2019/944, a ACER recomenda à entidade reguladora pertinente que altere o plano decenal de desenvolvimento da rede, nos termos do artigo 51.º, n.º 7, da mesma diretiva, e informa a Comissão desse facto.

Artigo 49.º

Mecanismo de compensação entre operadores de redes de transporte

1. Os operadores de redes de transporte devem receber uma compensação pelos custos decorrentes do acolhimento de fluxos transfronteiriços de eletricidade nas suas redes.

2. A compensação a que se refere o n.º 1 é paga pelos operadores de redes de transporte nacionais onde têm origem os fluxos transfronteiriços e pelos operadores de redes de destino desses fluxos.

3. O pagamento das compensações deve ser efetuado regularmente e reportar-se a determinados períodos passados. Devem ser feitos ajustamentos *ex post* das compensações pagas, quando necessário, para refletir os custos efetivamente suportados.

O primeiro período de tempo em relação ao qual devem ser pagas compensações é determinado nas orientações referidas no artigo 61.º.

4. A Comissão adota atos delegados, nos termos do artigo 68.º, a fim de completar o presente regulamento, no que diz respeito a estabelecer os montantes das compensações a pagar.

5. A intensidade dos fluxos transfronteiriços acolhidos e a intensidade dos fluxos transfronteiriços designados como tendo origem ou destino em redes de transporte nacionais deve ser determinada com base nos fluxos físicos de eletricidade efetivamente medidos durante um dado período de tempo.

6. Os custos decorrentes do acolhimento de fluxos transfronteiriços de eletricidade devem ser determinados com base nos custos adicionais médios previstos numa perspetiva a longo prazo, tendo em conta as perdas, o investimento em novas infraestruturas e uma parte adequada do custo da infraestrutura existente, na medida em que tal infraestrutura seja utilizada para o transporte de fluxos transfronteiriços, tendo especialmente em conta a necessidade de garantir a segurança do abastecimento. Para a determinação dos custos envolvidos utilizar-se-ão metodologias normalizadas reconhecidas. Os benefícios para a rede decorrentes do acolhimento de fluxos transfronteiriços devem ser tidos em conta para efeitos de redução da compensação recebida.

7. Para efeitos do mecanismo de compensação entre operadores de redes de transporte, sempre que as redes de transporte de dois ou mais Estados-Membros pertencerem, na totalidade ou em parte, a um único bloco de controlo, o bloco de controlo no seu conjunto é considerado como fazendo parte da rede de transporte de um dos Estados-Membros em causa, a fim de evitar que os fluxos dentro de blocos de controlo sejam considerados fluxos transfronteiriços nos termos do artigo 2.º, n.º 2, alínea b), e que deram origem a pagamentos de compensação nos termos do n.º 1 do presente artigo. As entidades reguladoras dos Estados-Membros em causa podem decidir de qual desses Estados-Membros se considera fazer parte o bloco de controlo no seu conjunto.

Artigo 50.º

Prestação de informações

1. Para garantir a segurança das redes no contexto da gestão dos congestionamentos, os operadores de redes de transporte devem criar mecanismos de coordenação e de troca de informações.

2. As normas de segurança, funcionamento e planificação utilizadas pelos operadores de redes de transporte devem ser tornadas públicas. Essa publicação deve incluir o esquema geral de cálculo da capacidade total de transporte e a margem de fiabilidade do transporte tendo em conta as características elétricas e físicas da rede. Esses esquemas devem ser submetidos à aprovação das entidades reguladoras.
3. Os operadores de redes de transporte devem publicar estimativas da capacidade de transporte disponível para cada dia, indicando a capacidade disponível eventualmente já reservada. Essa publicação deve ser feita a intervalos especificados antes do dia do transporte e deve, em qualquer caso, incluir estimativas com uma semana e um mês de antecedência, bem como uma indicação quantitativa da fiabilidade prevista para a capacidade disponível.
4. Os operadores de redes de transporte devem publicar dados relevantes sobre previsões agregadas e procura real, disponibilidade e utilização efetiva de ativos de produção e carga, disponibilidade e utilização das redes e das interligações, balanço e capacidade de reserva e disponibilidade de flexibilidade. Relativamente à disponibilidade e à utilização efetiva de pequenos ativos de produção e de carga, podem ser utilizados dados estimativos agregados.
5. Os participantes no mercado em causa devem fornecer os dados relevantes aos operadores de redes de transporte.
6. As empresas de produção de eletricidade que sejam proprietárias de ativos de produção ou que explorem tais ativos, em que pelo menos um ativo de produção tenha uma capacidade instalada de pelo menos 250 MW, ou tenham uma carteira com pelo menos 400 MW de ativos de produção, devem manter à disposição da entidade reguladora, da autoridade nacional da concorrência e da Comissão, durante cinco anos, a totalidade dos dados por hora e por instalação necessários para verificar todas as decisões de mobilização operacional e o comportamento dos proponentes nas bolsas de energia, nos leilões de interligações, nos mercados de reservas e nos mercados fora da bolsa. A informação a armazenar por hora e por instalação deve compreender, entre outros, dados sobre capacidade de produção disponível e reservas cativas, incluindo a atribuição destas reservas cativas por instalação, no momento em que as ofertas são apresentadas pelos proponentes e quando a produção é concretizada.
7. Os operadores de redes de transporte procedem com regularidade ao intercâmbio de um conjunto de dados sobre a rede e o fluxo de carga suficientemente preciso para permitir a cada operador de redes de transporte calcular os fluxos de carga na respetiva área pertinente. O mesmo conjunto de dados será disponibilizado às entidades reguladoras, à Comissão e aos Estados-Membros mediante pedido. As entidades reguladoras, os Estados-Membros e a Comissão asseguram a confidencialidade do tratamento deste conjunto de dados, garantindo igualmente o tratamento confidencial pelas entidades que eventualmente, a seu pedido, efetuam trabalhos de consultoria com base nesses dados.

Artigo 51.º

Certificação dos operadores de redes de transporte

1. Logo que a receba, a Comissão analisa a notificação de uma decisão sobre a certificação de um operador da rede de transportes nos termos do artigo 52, n.º 6, da Diretiva (UE) 2019/944. No prazo de dois meses a contar do dia de receção de tal notificação, a Comissão dá o seu parecer à entidade reguladora nacional competente quanto à compatibilidade da mesma com o artigo 43.º e com o artigo 52.º, n.º 2, ou com o artigo 53.º da Diretiva (UE) 2019/944.

Ao elaborar o parecer a que se refere o primeiro parágrafo, a Comissão pode solicitar o parecer da ACER sobre a decisão da entidade reguladora. Nesse caso, o prazo de dois meses referido nesse parágrafo é prorrogado por mais dois meses.

Na falta de parecer da Comissão nos prazos referidos nos primeiro e segundo parágrafos, considera-se que a Comissão não levantou objeções à decisão da entidade reguladora.

2. No prazo de dois meses após a receção do parecer da Comissão, a entidade reguladora deve aprovar uma decisão definitiva sobre a certificação do operador da rede de transporte, tendo na máxima consideração esse parecer da Comissão. A decisão da entidade reguladora e o parecer da Comissão devem ser publicados em conjunto.
3. Em qualquer altura durante o procedimento, as entidades reguladoras ou a Comissão podem solicitar a um operador da rede de transporte ou a uma empresa que exerça atividades de produção ou de comercialização, qualquer informação com relevância para o desempenho das suas funções ao abrigo do presente artigo.

4. As entidades reguladoras e a Comissão devem proteger a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis.
5. No caso de a Comissão receber uma notificação sobre a certificação de um operador da rede de transporte nos termos do artigo 43.º, n.º 9, da Diretiva (UE) 2019/944, toma uma decisão relativa à certificação. A entidade reguladora deve respeitar a decisão da Comissão.

CAPÍTULO VI

EXPLORAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Artigo 52.º

Entidade europeia dos operadores de redes de distribuição

1. Os operadores de redes de distribuição devem cooperar a nível da União Europeia através da entidade ORDUE, a fim de promover a conclusão e o bom funcionamento do mercado interno da eletricidade, promover a gestão otimizada e uma exploração coordenada das redes de distribuição e de transporte. Os operadores de redes de distribuição que desejem participar na entidade ORDUE têm o direito de se tornar membros registados da entidade.

Os membros registados podem participar na entidade ORDUE, tanto diretamente como representados pela associação nacional designada pelo Estado-Membro ou por uma associação a nível da União.

2. Os operadores de redes de distribuição têm o direito de se associarem através da criação da entidade ORDUE. A entidade ORDUE deve exercer as tarefas e os procedimentos nos termos do artigo 55.º. Enquanto associação de peritos que trabalham em prol do interesse comum da União, a entidade ORDUE não deve representar interesses particulares nem procurar influenciar o processo de tomada de decisão para promover interesses específico.

3. Os membros da entidade ORDUE estão sujeitos ao registo e ao pagamento de uma quota justa e proporcionada, de acordo com o número de clientes ligados ao operador da rede de distribuição em causa.

Artigo 53.º

Criação da entidade ORDUE

1. A entidade ORDUE deve ser constituída pelo menos por uma assembleia geral, um conselho de administração, um grupo consultivo estratégico, grupos de peritos e um secretário-geral.

2. Até 5 de julho de 2020, os operadores de redes de distribuição, apresentam à Comissão e à ACER o projeto de estatutos, nos termos do artigo 54.º, incluindo um código de conduta, a lista de membros e o projeto de regulamento interno, incluindo as regras relativas à consulta da REORT para a Eletricidade e outras partes interessadas, bem como as regras de financiamento, da entidade ORDUE a criar.

O projeto de regulamento interno da entidade ORDUE deve garantir uma representação equilibrada de todos os operadores de redes de distribuição participantes.

3. No prazo de dois meses após a receção do projeto de estatutos, da lista de membros e do projeto de regulamento interno, a ACER envia à Comissão o seu parecer após consultar formalmente as organizações que representam todos os interessados, em especial os utilizadores da rede de distribuição.

4. No prazo de três meses após a receção do parecer da ACER, a Comissão emite um parecer sobre o projeto de estatutos, a lista de membros e o projeto de regulamento interno, tendo em conta o parecer da ACER previsto no n.º 3.

5. No prazo de três meses a contar da receção do parecer favorável da Comissão, os operadores de redes de distribuição devem criar a entidade ORDUE e aprovar e publicar os respetivos estatutos e regulamento interno.

6. Os documentos referidos no n.º 2 devem ser apresentados à Comissão e à ACER em caso de eventuais alterações ou mediante pedido fundamentado. A Comissão e a ACER devem emitir um parecer de acordo com o procedimento estabelecido nos n.ºs 2, 3 e 4.

7. Os custos relacionados com as atividades da entidade ORDUE devem ser suportados pelos operadores de redes de distribuição que são membros registados e tidos em conta no cálculo das tarifas. As entidades reguladoras só aprovam os custos se estes forem razoáveis e proporcionados.

Artigo 54.º

Principais regras e procedimentos para a entidade ORDUE

1. Os estatutos internos da entidade ORDUE, aprovados nos termos do artigo 53.º, salvaguardam os seguintes princípios:

- a) A participação nos trabalhos da entidade ORDUE é limitada aos membros registados, com a possibilidade de delegação entre os seus membros;
- b) As decisões estratégicas relativas às atividades da entidade ORDUE, bem como as orientações estratégicas para o conselho de administração, são aprovadas pela assembleia geral;
- c) As decisões da assembleia geral são adotadas de acordo com as seguintes regras:
 - i) tendo cada membro um número de votos proporcional ao respetivo número de clientes,
 - ii) são alcançados 65 % dos votos atribuídos aos membros, e
 - iii) a decisão é aprovada por uma maioria de 55 % dos membros;
- d) As decisões da assembleia geral podem ser rejeitadas quando estiverem reunidas as seguintes condições:
 - i) tendo cada membro um número de votos proporcional ao respetivo número de clientes,
 - ii) são alcançados 35 % dos votos atribuídos aos membros e
 - iii) a decisão é rejeitada por pelo menos 25 % dos membros;
- e) O conselho de administração é eleito pela assembleia geral para um mandato máximo de quatro anos;
- f) O conselho de administração nomeia o presidente e três vice-presidentes de entre os membros do conselho;
- g) O conselho de administração dirige a cooperação entre os operadores de redes de transporte os operadores de redes de distribuição, de acordo com os artigos 56.º e 57.º;
- h) As decisões do conselho de administração são aprovadas por uma maioria absoluta;
- i) Com base numa proposta do conselho de administração, o Secretário-Geral é nomeado pela assembleia geral de entre os seus membros para um mandato de quatro anos, renovável uma vez;
- j) Com base numa proposta do conselho de administração, os grupos de peritos são nomeados pela assembleia geral, sendo que cada grupo não deve exceder os 30 membros, com a possibilidade de até um terço desses membros não fazer parte da ORDUE. Além disso, deve ser criado um grupo de peritos «por país», composto exatamente por um representante dos operadores de redes de distribuição de cada Estado-Membro.

2. O regulamento interno da entidade ORDUE deve garantir um tratamento justo e proporcional dos seus membros e refletir a diversidade da estrutura geográfica e económica dos respetivos membros. O regulamento interno deve prever, nomeadamente, o seguinte:

- a) O conselho de administração é composto pelo presidente e por 27 representantes dos membros, dos quais:
 - i) nove são representantes de membros com mais de um milhão de utilizadores da rede,
 - ii) nove são representantes de membros com mais de 100 000 e menos de 1 milhão de utilizadores da rede, e
 - iii) nove são representantes de membros com menos de 100 000 de utilizadores da rede;
- b) Os representantes das associações de ORD existentes podem participar nas reuniões do conselho de administração na qualidade de observadores;
- c) O conselho de administração não pode ser composto por mais de três representantes de membros sediados no mesmo Estado-Membro ou pertencentes ao mesmo grupo industrial;

- d) Cada vice-presidente do conselho de administração tem de ser nomeado de entre os representantes dos membros em cada categoria descrita na alínea a);
- e) Os representantes dos membros sediados num só Estado-Membro ou que fazem parte do mesmo grupo industrial não constituem a maioria do grupo de peritos participantes;
- f) O conselho de administração cria um grupo consultivo estratégico que dá o seu parecer ao conselho de administração e aos grupos de peritos e é composto por representantes das associações ORD europeias e dos Estados-Membros que não estejam representados no conselho de administração.

Artigo 55.º

Funções da entidade ORDUE

1. As funções da entidade ORDUE são as seguintes:
 - a) Promover a operação e o planeamento das redes de distribuição em coordenação com a operação e o planeamento das redes de transporte;
 - b) Facilitar a integração das fontes de energia renovável, da produção distribuída e de outros recursos integrados na rede de distribuição, como o armazenamento de energia;
 - c) Facilitar a flexibilidade e a resposta do lado da procura e o acesso aos mercados dos utilizadores das redes de distribuição;
 - d) Contribuir para a digitalização dos sistemas de distribuição, incluindo a implantação de redes inteligentes e de sistemas de contadores inteligentes;
 - e) Apoiar o desenvolvimento da gestão de dados, a cibersegurança e a proteção de dados, em cooperação com as autoridades competentes e entidades regulamentadas;
 - f) Participar na elaboração de códigos de rede relevantes para a exploração e o planeamento das redes de distribuição e a coordenação das redes de transporte e das redes de distribuição, nos termos do artigo 59.º.
2. Além disso, a entidade ORDUE deve:
 - a) Cooperar com a REORT para a Eletricidade, sobre a monitorização da aplicação dos códigos de rede e orientações que possam ser relevantes para a exploração e o planeamento das redes de distribuição e a coordenação das redes de transporte e das redes de distribuição, e que sejam aprovados nos termos do presente regulamento;
 - b) Cooperar com a REORT para a Eletricidade e adotar as melhores práticas em matéria de exploração e planeamento de redes de transporte e distribuição, incluindo aspetos como o intercâmbio de dados entre operadores e a coordenação de recursos energéticos distribuídos;
 - c) Trabalhar na identificação das melhores práticas nos domínios referidos no n.º 1 e para a introdução de melhorias na eficiência energética da rede de distribuição;
 - d) Adotar o programa de trabalho anual e um relatório anual;
 - e) Funcionar de acordo com o direito da concorrência da União e assegurar a neutralidade.

Artigo 56.º

Consultas no âmbito do processo de desenvolvimento dos códigos de rede

1. Ao participar no desenvolvimento de novos códigos de rede nos termos do artigo 59.º, a entidade ORDUE procede a um amplo processo de consulta, numa fase precoce e de forma aberta e transparente, envolvendo todas as partes interessadas e, em especial, as organizações representativas dessas partes interessadas, de acordo com o regulamento interno sobre consulta referido no artigo 53.º. A consulta também deve incluir as entidades reguladoras e outras autoridades nacionais, empresas de comercialização e produção de eletricidade, utilizadores das redes incluindo clientes, organismos técnicos e plataformas de intervenientes. A consulta tem por objetivo identificar as opiniões e as propostas de todos os interessados no processo de decisão.

2. As atas das reuniões e toda a documentação relativa às consultas a que se refere o n.º 1 são tornadas públicas.
3. A entidade ORDUE deve ter em consideração os pontos de vista apresentados durante o processo de consulta. Antes de adotar propostas de códigos de rede a que se refere o artigo 59.º, a entidade ORDUE deve indicar a forma como as observações recebidas durante o processo de consulta foram tomadas em consideração. O eventual não atendimento das observações deve ser devidamente justificado.

Artigo 57.º

Cooperação entre os operadores de redes de distribuição e os operadores de redes de transporte

1. Os operadores de redes de distribuição e os operadores de redes de transporte devem cooperar entre si no planeamento e exploração das suas redes. Em especial, operadores de redes de distribuição e os operadores de redes de transporte devem trocar todas as informações e dados necessários sobre o desempenho dos ativos de produção e a resposta da procura, o funcionamento quotidiano das suas redes e o planeamento a longo prazo de investimentos na rede, a fim de garantir o desenvolvimento eficiente em termos de custos e a exploração e o funcionamento seguro e fiável da rede.
2. Os operadores de redes de distribuição e os operadores de redes de transporte devem cooperar entre si no sentido de alcançar um acesso coordenado aos recursos, como a produção distribuída, o armazenamento de energia e a resposta da procura que podem dar resposta a necessidades específicas dos operadores de redes de distribuição e dos operadores de redes de transporte.

CAPÍTULO VII

CÓDIGOS DE REDE E ORIENTAÇÕES

Artigo 58.º

Adoção de códigos de rede e orientações

1. A Comissão pode, sem prejuízo das competências previstas nos artigos 59.º, 60.º e 61.º, adotar atos de execução ou atos delegados. Os referidos atos podem ser adotados sob a forma de códigos de rede com base em propostas de texto elaboradas pela REORT para a Eletricidade ou, se assim for decidido na lista de prioridades prevista no artigo 59.º, n.º 3, pela entidade ORDUE, quando pertinente através da cooperação com a REORT para a Eletricidade, e pela ACER, pelo procedimento a que se refere o artigo 59.º, ou sob a forma de orientações, pelo procedimento a que se refere o artigo 61.º.
2. Os códigos de rede e as orientações devem:
 - a) Assegurar que está previsto o nível mínimo de harmonização necessário para se atingir os objetivos do presente regulamento;
 - b) Ter em conta, se for caso disso, as especificidades regionais;
 - c) Não exceder o necessário para esse efeito nos termos da alínea a); e
 - d) Aplicar-se sem prejuízo do direito dos Estados-Membros de estabelecerem códigos de rede nacionais que não afetem o comércio interzonal.

Artigo 59.º

Estabelecimento de códigos de rede

1. A Comissão fica habilitada a adotar atos de execução, a fim de assegurar condições uniformes para a execução do presente regulamento através do estabelecimento de códigos de rede nos seguintes domínios:
 - a) Regras de segurança e fiabilidade da rede, incluindo regras para a capacidade técnica de reserva de transporte tendo em vista a segurança operacional da rede, bem como regras de interoperabilidade, em aplicação dos artigos 34.º a 47.º e do artigo 57.º do presente regulamento e do artigo 40.º da Diretiva (UE) 2019/944, incluindo os estados da rede, as medidas corretivas e os limites de segurança operacional, o controlo da tensão e a gestão da potência reativa, a gestão da corrente do curto-circuito, a gestão de fluxos de energia, a análise e tratamento das contingências, os equipamentos e sistemas de proteção, o intercâmbio de dados, o cumprimento, a formação, a análise do planeamento operacional e da segurança operacional, a coordenação da segurança operacional regional, a coordenação das indisponibilidades, os planos de disponibilidade dos ativos pertinentes, a análise da adequação, os serviços de sistema, a programação e a plataforma de dados de planeamento operacional;

- b) Regras de atribuição de capacidade e de gestão de congestionamentos, em aplicação do artigo 6.º da Diretiva (UE) 2019/944 e dos artigos 7.º a 10.º, 13.º a 17.º e 35.º a 37.º do presente regulamento, incluindo no que respeita aos processos e metodologias para o cálculo de capacidade para o dia seguinte, intradiária e a prazo, aos modelos de rede, à configuração da zona de ofertas, ao redespacho e trocas compensatórias, aos algoritmos de negociação, ao acoplamento único para o dia seguinte e ao acoplamento único intradiário, à firmeza da capacidade interzonal atribuída, à distribuição das receitas associadas ao congestionamento, à cobertura de riscos de transporte interzonais, aos procedimentos de nomeação e à recuperação dos custos da atribuição de capacidade da gestão dos congestionamentos;
- c) Regras de negociação relacionadas com a prestação técnica e operacional de serviços de acesso à rede e com a balanço da rede, em aplicação dos artigos 5.º, 6.º e 17.º, bem como regras relativas à energia de reserva relacionada com a rede, incluindo no que respeita às funções e responsabilidades, às plataformas de intercâmbio de energia de balanço, à hora de encerramento do mercado, aos requisitos para produtos normalizados e produtos específicos de balanço, à contratação de serviços de balanço, à atribuição de capacidade interzonal para o intercâmbio de serviços de balanço ou à partilha de reservas, à liquidação da energia de balanço, à liquidação de trocas de energia entre operadores de redes, à liquidação de desvios e à liquidação de capacidade de balanço, ao controlo de carga-frequência, aos parâmetros definidores da qualidade da frequência e ao valor-padrão da qualidade da frequência, às reservas de contenção da frequência, às reservas de restabelecimento da frequência, às reservas de reposição, à troca e partilha de reservas, aos processos de ativação transfronteiriça de reservas, aos processos de controlo temporal e à transparência da informação;
- d) Regras não discriminatórias e transparentes relativas à prestação de serviços de sistema não associado à frequência, em aplicação dos artigos 36.º, 40.º e 54.º da Diretiva (UE) 2019/944, incluindo regras sobre o controlo de tensão em estado estacionário, a inércia, a injeção rápida de corrente reativa, a inércia para a estabilidade da rede, corrente do curto-circuito, a capacidade de arranque autónomo e a capacidade de funcionamento isolado;
- e) Regras relativas à resposta da procura, em aplicação dos artigos 57.º do presente regulamento e os artigos 17.º, 31.º, 32.º, 36.º, 40.º e 54.º da Diretiva (UE) 2019/944, incluindo regras de agregação, o armazenamento de energia e as regras aplicáveis ao deslastre.

Os referidos atos de execução são adotados pelo procedimento de exame referido no artigo 67.º, n.º 2.

2. A Comissão fica habilitada a adotar atos delegados, nos termos do artigo 68.º, a fim de completar o presente regulamento no que diz respeito ao estabelecimento de códigos de rede nos seguintes domínios:

- a) Regras de ligação à rede, incluindo regras de ligação das instalações de consumo ligadas à rede de transporte, as instalações de distribuição e redes de distribuição ligadas à rede de transporte, a ligação de unidades de consumo utilizadas para dar resposta da procura, os requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede, os requisitos de ligação à rede de sistemas de corrente contínua em alta tensão, os requisitos para módulos de parque gerador ligados em corrente contínua e para estações remotas de rede de conversão de corrente contínua em alta tensão, e os procedimentos de comunicação operacional para a ligação à rede;
- b) Regras em matéria de intercâmbio de dados, de liquidação e de transparência, incluindo, em particular, as capacidades de transferência para horizontes temporais pertinentes, estimativas e valores reais sobre a atribuição e utilização das capacidades de transferência, a previsão e a procura efetiva de instalações e a sua agregação, nomeadamente a indisponibilidade de instalações, a previsão e a produção efetiva de unidades de produção e a sua agregação, incluindo a indisponibilidade de unidades, a disponibilidade e a utilização de redes, as medidas de gestão de congestionamentos e os dados de mercado de balanço. As regras devem incluir a forma como a informação é publicada, o calendário de publicação, bem como as entidades responsáveis pela sua gestão;
- c) Regras de acesso de terceiros;
- d) Procedimentos operacionais de emergência e restabelecimento em situações de emergência, incluindo planos de defesa e de restabelecimento da rede, interações de mercado, comunicação e intercâmbio de informações, ferramentas e recursos;
- e) Regras setoriais para os aspetos ligados à cibersegurança dos fluxos transfronteiriços de eletricidade, incluindo regras sobre os requisitos mínimos comuns, o planeamento, o acompanhamento, a elaboração de relatórios e a gestão de crises;

3. Após consulta à ACER, à REORT para a Eletricidade, à entidade ORDUE e aos interessados, a Comissão estabelece uma lista de prioridades trienal identificando os domínios mencionados nos n.ºs 1 e 2 a incluir no desenvolvimento de códigos de rede.

Se o objeto do código de rede estiver diretamente relacionado com o funcionamento da rede de distribuição e não for particularmente relevante para a rede de transporte, a Comissão pode solicitar à entidade ORDUE em cooperação com a REORT para a Eletricidade, que convoque um comité de redação e apresente uma proposta de código de rede à ACER.

4. A Comissão solicita à ACER que lhe apresente, num prazo razoável não superior a seis meses após a receção do pedido da Comissão, uma orientação-quadro não vinculativa que fixe princípios e objetivos claros, para o desenvolvimento de cada código de rede relacionado com os domínios identificados na lista de prioridades («orientação-quadro»). O pedido da Comissão pode incluir condições que a orientação-quadro deve abordar. Cada orientação-quadro deve contribuir para a integração do mercado, um tratamento não discriminatório, uma concorrência efetiva e um funcionamento eficaz do mercado. A Comissão pode prorrogar o prazo de apresentação das orientações mediante pedido fundamentado da ACER.
5. A ACER consulta formalmente a REORT para a Eletricidade, a entidade ORDUE e os outros interessados sobre a orientação-quadro durante um período não inferior a dois meses e de forma aberta e transparente.
6. A ACER apresenta à Comissão uma orientação-quadro não vinculativa, quando tal lhe for solicitado nos termos do n.º 4.
7. Se a Comissão considerar que a orientação-quadro não contribui para a integração do mercado, um tratamento não discriminatório, uma concorrência efetiva e um funcionamento eficaz do mercado, pode solicitar à ACER que reexamine a orientação-quadro num prazo razoável e volte a apresentá-la à Comissão.
8. Se a ACER não conseguir apresentar ou voltar a apresentar uma orientação-quadro dentro do prazo fixado pela Comissão nos termos dos n.ºs 4 ou 7, a Comissão elabora o projeto de orientação-quadro não vinculativo em questão.
9. A Comissão solicita à REORT para a Eletricidade ou, se assim for decidido na lista de prioridades referida no n.º 3, à entidade ORDUE para a eletricidade, em cooperação com a REORT para a Eletricidade, que apresente à ACER uma proposta de código de rede que esteja conforme com a orientação-quadro relevante num prazo razoável, não superior a 12 meses após a receção do pedido da Comissão.
10. A REORT para a Eletricidade ou, se assim for decidido na lista prioritária a que se refere o n.º 3, a entidade ORDUE em cooperação com a REORT para a Eletricidade, convoca um comité de redação para apoiar no processo de elaboração dos códigos de rede. O comité de redação é composto por representantes da ACER, da REORT para a Eletricidade, quando adequado pela entidade ORDUE e por operadores nomeados do mercado da eletricidade e um número limitado das principais partes interessadas. A REORT para a Eletricidade ou, se assim for decidido na lista prioritária em aplicação do n.º 3, a entidade ORDUE, em cooperação com a REORT para a Eletricidade, elabora propostas de códigos de rede nos domínios mencionados nos n.ºs 1 e 2 mediante solicitação feita pela Comissão nos termos do n.º 9.
11. A ACER revê o código de rede proposto e para se assegurar de que o código de rede a ser adotado cumpre as orientações-quadro aplicáveis e contribui para a integração do mercado, um tratamento não discriminatório, uma concorrência efetiva e um funcionamento eficaz do mercado, e submete o código de rede revisto à apreciação da Comissão num prazo de seis meses a contar da receção da proposta. Na proposta apresentada à Comissão, a ACER deve ter em conta os pontos de vista de todas as partes interessadas durante os trabalhos de elaboração da proposta dirigida pela REORT para a Eletricidade ou pela entidade ORDUE e deve consultar as partes interessadas sobre a versão a apresentar à Comissão.
12. Se a REORT para a Eletricidade ou a entidade ORDUE não conseguirem elaborar um código de rede dentro do prazo estipulado pela Comissão nos termos do n.º 9, a Comissão pode solicitar à ACER que elabore um projeto de código de rede com base na orientação-quadro aplicável. A ACER pode lançar uma nova consulta durante a fase de elaboração do projeto de código de rede nos termos do presente número. A ACER apresenta à Comissão um projeto de código de rede elaborado nos termos do presente número e pode recomendar-lhe que o aprove.
13. A Comissão pode aprovar, por sua própria iniciativa caso a REORT para a Eletricidade ou a entidade ORDUE não tenham conseguido elaborar um código de rede, ou caso a ACER não tenha conseguido elaborar um projeto de código de rede tal como referido no n.º 12, ou por proposta da ACER nos termos do n.º 11, um ou vários códigos de rede nos domínios enumerados nos n.ºs 1 e 2.
14. Sempre que a Comissão proponha a adoção de um código de rede por sua própria iniciativa, consulta a ACER, a REORT para a Eletricidade e todos os interessados sobre um projeto de código de rede durante um período não inferior a dois meses.
15. O presente artigo aplica-se sem prejuízo do direito da Comissão de aprovar e alterar as orientações tal como estabelecido no artigo 61.º. O presente artigo aplica-se sem prejuízo da possibilidade de a REORT para a Eletricidade elaborar orientações não vinculativas nos domínios mencionados nos n.ºs 1 e 2 quando essas orientações não estiverem relacionadas com os domínios abrangidos por um pedido da Comissão dirigido à REORT para a Eletricidade. A REORT para a Eletricidade deve submeter essas orientações à ACER para parecer que e deve ter esse parecer em devida consideração.

*Artigo 60.º***Modificação dos códigos de rede**

1. A Comissão fica habilitada a alterar os códigos de rede nos domínios enumerados no artigo 59.º, n.º 1 e n.º 2, e de acordo com o respetivo procedimento previsto no artigo 59.º. A ACER pode também propor alterações aos códigos de rede, de acordo com os n.ºs 2 e 3 do presente artigo.
2. Os projetos de modificação de qualquer código de rede aprovados ao abrigo do artigo 59.º podem ser propostos a Agência pelos potenciais interessados nesses códigos, incluindo a REORT para a Eletricidade, a entidade ORDUE, as entidades reguladoras, os operadores de redes de transportes e de distribuição, os utilizadores da rede e os consumidores. A ACER também pode propor modificações por sua iniciativa.
3. A ACER pode apresentar à Comissão propostas fundamentadas de modificação, explicando de que modo as propostas são consentâneas com os objetivos dos códigos de rede a que se refere o artigo 59.º, n.º 3 do presente regulamento. Quando considere a proposta de alteração adequada e quanto às alterações da sua própria iniciativa, a ACER consulta todos os interessados, nos termos do artigo 14.º do Regulamento (UE) 2019/942.

*Artigo 61.º***Orientações**

1. A Comissão fica habilitada a adotar orientações vinculativas nos domínios enumerados no presente artigo.
2. A Comissão fica habilitada a adotar orientações nas zonas em que tais atos também podem ser elaborados ao abrigo do procedimento para os códigos de rede previsto no artigo 59.º, n.ºs 1 e 2. Essas orientações serão aprovadas sob a forma de atos delegados ou atos de execução, dependendo da respetiva delegação de poderes prevista no presente regulamento.
3. A Comissão fica habilitada a adotar atos delegados nos termos do artigo 68.º, a fim de completar o presente regulamento, no que diz respeito a estabelecer orientações relacionadas com o mecanismo de balanço entre operadores de redes de transporte. Essas orientações devem especificar, de acordo com os princípios estabelecidos nos artigos 18.º e 49.º:
 - a) Pormenores do procedimento para determinar os operadores de redes de transporte que têm de pagar compensações pelos fluxos transfronteiriços, nomeadamente no que se refere à separação entre os operadores de redes de transporte nacionais onde têm origem os fluxos transfronteiriços e os operadores de redes de destino desses fluxos, nos termos do disposto no artigo 49.º, n.º 2;
 - b) Pormenores do procedimento de pagamento a seguir, incluindo a determinação do primeiro período em relação ao qual devem ser pagas compensações, nos termos do disposto no segundo parágrafo do artigo 49.º, n.º 3;
 - c) Pormenores das metodologias utilizadas para determinar os fluxos transfronteiriços acolhidos em relação aos quais têm de ser pagas compensações ao abrigo do artigo 49.º, tanto em termos de quantidade como de tipo de fluxos, e a dimensão dos fluxos designados como tendo origem e/ou destino em redes de transporte de diferentes Estados-Membros, nos termos do disposto no artigo 49.º, n.º 5;
 - d) Pormenores da metodologia utilizada para determinar os custos e os benefícios inerentes ao acolhimento de fluxos transfronteiriços, nos termos do disposto no artigo 49.º, n.º 6;
 - e) Pormenores do tratamento, no contexto do mecanismo de balanço entre operadores de redes de transportes, dos fluxos de eletricidade com origem ou destino em países não membros do Espaço Económico Europeu; e
 - f) A participação das redes nacionais que se encontram interligadas através de linhas de corrente contínua, nos termos do disposto no artigo 49.º.
4. Se for caso disso, a Comissão poderá adotar atos de execução que estabeleçam orientações que preveem o grau mínimo de harmonização necessário para alcançar o objetivo do presente regulamento podem conter as seguintes indicações:
 - a) Pormenores das regras de comércio de eletricidade que aplicam o artigo 6.º da Diretiva (UE) 2019/944 e os artigos 5.º a 10.º, 13.º a 17.º, 35.º, 36.º e 37.º do presente regulamento;
 - b) Pormenores sobre as regras de incentivo ao investimento para a interligação da capacidade, incluindo sinais de localização, em aplicação do artigo 19.º;

Esses atos de execução serão adotados pelo procedimento de exame referido no artigo 67.º, n.º 2.

5. A Comissão pode adotar Comissão poderá adotar atos de execução que estabeleçam orientações sobre a aplicação da coordenação operacional entre os operadores de redes de transporte a nível da União. Essas orientações devem ser coerentes e desenvolver os códigos de rede referidos no artigo 59.º e basear-se neles e nas especificações adotadas referidas no artigo 30.º, n.º 1, alínea i). Na adoção destas orientações, a Comissão tem em conta os diferentes requisitos operacionais regionais e nacionais.

Esses atos de execução devem ser adotados pelo procedimento de exame referido no artigo 67.º, n.º 2.

6. Quando aprovar ou alterar orientações, a Comissão deve consultar a ACER, a REORT para a Eletricidade, a entidade ORDUE e outras partes interessadas, quando adequado.

Artigo 62.º

Direito dos Estados-Membros de preverem medidas mais detalhadas

O presente regulamento aplica-se sem prejuízo do direito dos Estados-Membros de manterem ou aprovarem medidas que contenham disposições mais detalhadas do que as estabelecidas no presente regulamento, nas orientações a que se refere o artigo 61.º ou nos códigos de rede a que se refere o artigo 59.º, desde que tais medidas sejam compatíveis com o direito da União.

CAPÍTULO VIII

DISPOSIÇÕES FINAIS

Artigo 63.º

Novas interligações

1. As novas interligações de corrente contínua podem, se tal for solicitado, ficar isentas, por um período limitado, do artigo 19.º, n.ºs 2 e 3, do presente regulamento e dos artigos 6.º, 43.º, 59.º, n.º 7, e 60.º, n.º 1, da Diretiva (UE) 2019/944, nas seguintes condições:

- a) O investimento tem de reforçar a concorrência na comercialização de eletricidade;
- b) O nível de risco associado ao investimento deve ser tal que o investimento não se realizaria se não fosse concedida uma isenção;
- c) O proprietário da interligação tem de ser uma pessoa singular ou coletiva distinta, pelo menos no plano jurídico, dos operadores em cujas redes será construída a interligação;
- d) Devem ser aplicadas tarifas aos utilizadores dessa interligação;
- e) Desde a abertura parcial do mercado referida no artigo 19.º da Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽²⁴⁾, nenhuma parte do capital ou dos custos de exploração da interligação foi recuperada por via de qualquer componente das tarifas aplicadas pela utilização das redes de transporte ou distribuição ligadas pela interligação; e
- f) A isenção não pode prejudicar a concorrência nem o funcionamento efetivo do mercado interno da eletricidade ou o funcionamento efetivo do sistema regulado ao qual está ligada a interligação.

2. Em casos excecionais, o n.º 1 é igualmente aplicável a interligações de corrente alternada, na condição de os custos e riscos do investimento em questão serem particularmente elevados quando comparados com os custos e riscos normalmente ocasionados pela ligação de duas redes de transporte nacionais vizinhas por uma interligação de corrente alternada.

3. O n.º 1 é igualmente aplicável aos aumentos significativos de capacidade em interligações existentes.

⁽²⁴⁾ Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro de 1996, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade (JO L 27 de 30.1.1997, p. 20).

4. A decisão de conceder uma isenção ao abrigo dos n.ºs 1, 2 e 3 deve ser tomada caso a caso pelas entidades reguladoras dos Estados-Membros em causa. Uma isenção pode abranger a totalidade ou parte da capacidade da nova interligação ou da interligação existente com capacidade significativamente aumentada.

No prazo de dois meses a contar da do pedido de isenção recebido pela última das entidades reguladoras em causa, a ACER pode apresentar um parecer consultivo às entidades reguladoras, o qual pode constituir a base para a sua decisão.

Ao decidir conceder uma derrogação, as entidades reguladoras devem ter em conta, caso a caso, da necessidade de impor condições no que se refere à duração da derrogação e ao acesso não discriminatório à interligação. Ao decidir essas condições, as entidades reguladoras terão em conta, nomeadamente, a capacidade adicional a construir ou a alteração da capacidade existente, o horizonte temporal do projeto e as circunstâncias nacionais.

Antes de concederem uma isenção, as entidades reguladoras dos Estados-Membros em causa definem as regras e os mecanismos de gestão e atribuição de capacidade. As regras de gestão dos congestionamentos devem incluir a obrigação de oferecer no mercado a capacidade não utilizada e os utilizadores do serviço devem ter o direito de transacionar no mercado secundário as suas capacidades contratadas. Na avaliação dos critérios referidos nas alíneas a), b) e f) do n.º 1, devem ser tidos em conta os resultados do procedimento de atribuição de capacidade.

Caso todas as entidades reguladoras em causa tenham chegado a acordo sobre a decisão de isenção no prazo de seis meses a contar da receção do pedido, devem informar a ACER dessa decisão.

A decisão de isenção, incluindo as condições referidas no terceiro parágrafo do presente número, deve ser devidamente justificada e publicada.

5. A decisão referida no n.º 4 é tomada pela ACER:

- a) Se as entidades reguladoras em causa não tiverem podido chegar a acordo no prazo de seis meses a contar da data em que a última dessas entidades reguladoras recebeu o pedido de isenção; ou
- b) Mediante pedido conjunto das entidades reguladoras em causa.

Antes de tomar essa decisão, a ACER consulta as entidades reguladoras em causa e os requerentes.

6. Não obstante os n.ºs 4 e 5, os Estados-Membros podem prever que as entidades reguladoras ou a ACER, consoante o caso, apresentem ao organismo competente dos Estados-Membros, para decisão formal, o seu parecer quanto ao pedido de isenção. Esse parecer deve ser publicado juntamente com a decisão.

7. Para informação, uma cópia de cada pedido de isenção deve ser enviada sem demora pelas entidades reguladoras à Comissão e à ACER, após a sua receção. A decisão deve ser notificada sem demora, consoante o caso, pelas entidades reguladoras em causa ou pela ACER (organismos notificadores) à Comissão, acompanhada de todas as informações relevantes respeitantes à decisão. Essas informações podem ser apresentadas à Comissão sob forma agregada, de modo a que esta possa formular uma decisão bem fundamentada. As referidas informações devem incluir nomeadamente:

- a) As razões circunstanciadas com base nas quais foi concedida ou recusada a isenção, incluindo as informações financeiras que justificam a necessidade dessa isenção;
- b) A análise dos efeitos, em termos de concorrência e de eficácia de funcionamento do mercado interno da eletricidade, resultantes da concessão dessa isenção;
- c) As razões em que se fundamentam o período da isenção e a percentagem da capacidade total da interligação em questão a que a mesma é concedida; e
- d) O resultado da consulta às entidades reguladoras em causa.

8. No prazo de 50 dias úteis a contar do dia seguinte à receção da notificação nos termos do n.º 7, a Comissão pode tomar uma decisão solicitando aos organismos notificadores que alterem ou retirem a decisão de conceder a isenção. Esse prazo pode ser prorrogado por mais 50 dias úteis sempre que a Comissão solicitar informações complementares. O novo prazo começa a correr no dia seguinte ao da receção das informações completas. O prazo inicial pode também ser prorrogado por mútuo consentimento da Comissão e dos organismos notificadores.

Se as informações pedidas não derem entrada dentro do prazo indicado no pedido da Comissão, considerar-se-á que a notificação foi retirada, a não ser que, antes de findo o prazo, este tenha sido prorrogado por mútuo consentimento da Comissão e dos organismos notificadores ou que os organismos notificadores, numa declaração devidamente fundamentada, tenham informado a Comissão de que consideram a notificação completa.

Os organismos notificadores devem cumprir a decisão da Comissão de alterar ou anular a decisão de isenção no prazo de um mês após a sua receção, e informar a Comissão nesse sentido.

A Comissão deve proteger a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis.

A decisão da Comissão de isenção caduca dois anos após data da sua aprovação, se a construção da interligação não tiver ainda começado nessa data ou cinco anos após a referida adoção se a interligação não estiver operacional nessa data, salvo se a Comissão decidir, com base num pedido fundamentado apresentado pelos organismos notificadores, que os atrasos se devem a entraves significativos que ultrapassem o controlo da pessoa a quem a isenção foi concedida.

9. Sempre que as entidades reguladoras dos Estados-Membros em causa decidirem alterar uma decisão de isenção, devem notificar sem demora essa decisão à Comissão, acompanhada de todas as informações relevantes respeitantes à decisão. Os n.ºs 1 a 8 são aplicáveis à decisão de alterar uma decisão de isenção, tendo em conta as especificidades da isenção em vigor.

10. A Comissão pode, a pedido ou oficiosamente, voltar a dar início ao processo do pedido de isenção, se:

- a) Tendo em devida consideração as expectativas legítimas das partes e o equilíbrio económico alcançado na decisão de isenção original, se tiver verificado uma alteração substancial da situação de facto em que a decisão se fundou;
- b) As empresas em causa não cumprirem os seus compromissos; ou
- c) A decisão se basear em informações incompletas, inexatas ou deturpadas prestadas pelas partes.

11. A Comissão fica habilitada a adotar atos delegados nos termos do artigo 68.º, a fim de completar o presente regulamento, no que diz respeito à adoção de diretrizes para a aplicação das condições mencionadas no n.º 1 e para estabelecer o procedimento relativo à aplicação do disposto nos n.ºs 4 e 7 a 10 do presente artigo.

Artigo 64.º

Derrogações

1. Os Estados-Membros podem aplicar as derrogações às disposições pertinentes dos artigos 3.º e 6.º, do artigo 7.º, n.º 1, do artigo 8.º, n.º 1 e n.º 4, dos artigos 9.º, 10.º e 11.º, dos artigos 14.º a 17.º, dos artigos 19.º a 27.º, dos artigos 35.º a 47.º e do artigo 51.º desde que:

- a) O Estado-Membro possa provar a existência de sérios problemas no funcionamento das pequenas redes isoladas e das pequenas redes interligadas;
- b) As regiões ultraperiféricas na aceção do artigo 349.º do TFUE não possam estar interligadas com o mercado energético da União por óbvias razões físicas.

Na situação a que se refere alínea a) do primeiro parágrafo, a derrogação deve ser limitada no tempo e sujeita a condições destinadas a aumentar a concorrência e a integração com o mercado interno da eletricidade.

Na situação a que se refere alínea b) do primeiro parágrafo, a derrogação não está limitada temporalmente.

A Comissão informa todos os Estados-Membros desses pedidos antes de adotar uma decisão, protegendo a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis.

A derrogação concedida ao abrigo do presente artigo deve garantir que não prejudica a transição para a energia renovável, o aumento da flexibilidade, do armazenamento de energia, da mobilidade elétrica e da resposta da procura.

Ao decidir conceder uma derrogação, a Comissão reflete, na sua decisão, em que medida as derrogações devem ter em conta a aplicação dos códigos de rede e das orientações.

2. Os artigos 3.º, 5.º, 6.º, 7.º, n.º 1, 7.º, n.º 2, alíneas c) e g), os artigos 8.º a 17.º, o artigo 18.º, n.os 5 e 6, os artigos 19.º e 20.º, o artigo 21.º, n.os 1, 2, e 4 a 8, o artigo 22.º, n.º 1, alínea c), o artigo 22.º, n.º 2, alíneas b) e c), e n.º 2, último parágrafo, os artigos 23.º a 27.º, o artigo 34.º, n.os 1, 2 e 3, os artigos 35.º a 47.º, o artigo 48.º, n.º 2, e os artigos 49.º e 51.º não são aplicáveis a Chipre até que a sua rede de transporte esteja ligada às redes de transporte de outros Estados-Membros através de interligações.

Se em 1 de janeiro de 2026 a rede de transporte de Chipre não estiver ligada às redes de transporte de outros Estados-Membros através de interligações, Chipre deve avaliar a necessidade de derrogar a essas disposições e pode apresentar à Comissão um pedido para prorrogar a derrogação. A Comissão deve avaliar se a aplicação das disposições pode causar problemas sérios ao funcionamento da rede de eletricidade em Chipre ou se se espera que a sua aplicação no país venha a beneficiar o funcionamento do mercado. Com base nesta avaliação, a Comissão emite uma decisão fundamentada sobre a prorrogação total ou parcial da derrogação. Essa decisão será publicada no *Jornal Oficial da União Europeia*.

3. O presente regulamento aplica-se sem prejuízo das derrogações concedidas nos termos do artigo 66.º da Diretiva (UE) 2019/944.

4. Em relação à consecução do objetivo de interligação para 2030, tal como estipulado no Regulamento (UE) 2018/1999, a ligação elétrica entre Malta e Itália deve ser devidamente tida em conta.

Artigo 65.º

Prestação de informações e confidencialidade

1. Os Estados-Membros e as entidades reguladoras devem fornecer à Comissão, a seu pedido, todas as informações necessárias para assegurarem a aplicação do presente regulamento.

A Comissão deve fixar um prazo-limite razoável para a prestação de informações, tendo em conta a complexidade das informações solicitadas e a urgência na sua obtenção.

2. Se o Estado-Membro ou a entidade reguladora em causa não fornecer essas informações no prazo fixado nos termos do n.º 1, a Comissão pode solicitar diretamente às empresas em causa todas as informações necessárias para assegurarem a aplicação do presente regulamento.

Sempre que enviar um pedido de informações a uma empresa, a Comissão deve enviar simultaneamente uma cópia do mesmo pedido às entidades reguladoras do Estado-Membro em cujo território estiver situada a sede da empresa.

3. No seu pedido ao abrigo do n.º 1, a Comissão deve indicar a base jurídica do pedido, o prazo para o fornecimento das informações, a finalidade do pedido e as sanções previstas no artigo 66.º, n.º 2, para os casos de fornecimento de informações incorretas, incompletas ou enganosas.

4. Os proprietários das empresas ou os seus representantes e, no caso de pessoas coletivas, as pessoas singulares autorizadas a representar as empresas por direito ou nos termos dos seus estatutos devem prestar as informações pedidas. Caso os advogados devidamente mandatados prestem informações em nome dos seus clientes, estes são totalmente responsáveis se as informações prestadas forem incorretas, incompletas ou equívocas.

5. Caso uma empresa não forneça as informações pedidas no prazo fixado pela Comissão, ou forneça informações incompletas, a Comissão pode exigí-las através de uma decisão. A decisão deve especificar as informações requeridas e fixar um prazo adequado para o seu envio. Deve indicar as sanções previstas no artigo 66.º, n.º 2. Deve indicar igualmente a possibilidade de recurso da decisão para o Tribunal de Justiça da União Europeia.

A Comissão deve enviar simultaneamente uma cópia da sua decisão às entidades reguladoras do Estado-Membro em cujo território estiver situada a residência da pessoa ou a sede da empresa.

6. As informações referidas nos n.os 1 e 2 devem ser utilizadas apenas para assegurarem a aplicação do presente Regulamento.

A Comissão não deve revelar as informações abrangidas pela obrigação de sigilo profissional que tenha obtido ao abrigo do presente regulamento.

Artigo 66.º

Sanções

1. Sem prejuízo do disposto no n.º 2 do presente artigo, os Estados-Membros devem estabelecer as regras relativas às sanções aplicáveis às infrações ao presente regulamento, aos códigos de rede adotados nos termos do artigo 59.º e às orientações adotadas nos termos do artigo 61.º e tomar todas as medidas necessárias para garantir a sua aplicação. As sanções previstas devem ser efetivas, proporcionadas e dissuasivas. Os Estados-Membros notificam sem demora a Comissão dessas disposições e medidas e de qualquer alteração subsequente das mesmas.
2. A Comissão pode, através de uma decisão, impor às empresas coimas não superiores a 1 % do volume total de negócios do exercício comercial anterior, caso forneçam, deliberadamente ou por negligência, informações incorretas, incompletas ou enganosas em resposta a um pedido formulado nos termos do artigo 65.º, n.º 3, ou não forneçam as informações pedidas no prazo fixado por decisão tomada nos termos do primeiro parágrafo do artigo 65.º, n.º 5. Ao fixar o montante da coima, deve ser tida em conta a gravidade do incumprimento dos requisitos a que se refere o n.º 1 do presente artigo.
3. As sanções previstas nos termos do n.º 1 e as decisões tomadas nos termos do n.º 2 não são de natureza penal.

Artigo 67.º

Procedimento de comité

1. A Comissão é assistida pelo comité criado pelo artigo 68.º da Diretiva (UE) 2019/944. Este comité é um comité na aceção do Regulamento (UE) n.º 182/2011.
2. Caso se remeta para o presente número, aplica-se o artigo 5.º do Regulamento (UE) n.º 182/2011.

Artigo 68.º

Exercício da delegação

1. O poder de adotar atos delegados é conferido à Comissão nas condições estabelecidas no presente artigo.
2. O poder de adotar os atos delegados referido no artigo 34.º, n.º 3, no artigo 49.º, n.º 4, no artigo 59.º, n.º 2, no artigo 61.º, n.º 2, e no artigo 63.º, n.º 11, é conferido à Comissão até 31 de dezembro de 2028. A Comissão elabora um relatório relativo à delegação de poderes pelo menos nove meses antes do final desse prazo e, se aplicável, antes do final dos prazos subsequentes. A delegação de poderes é tacitamente prorrogada por períodos de oito anos, salvo se o Parlamento Europeu ou o Conselho a tal se opuserem pelo menos três meses antes do final de cada prazo.
3. A delegação de poderes referida no artigo 34.º, n.º 3, artigo 49.º, n.º 4, artigo 59.º, n.º 2, artigo 61.º, n.º 2, e no artigo 63.º, n.º 11, pode ser revogada em qualquer momento pelo Parlamento Europeu ou pelo Conselho. A decisão de revogação põe termo à delegação dos poderes nela especificados. A decisão de revogação produz efeitos a partir do dia seguinte ao da sua publicação no *Jornal Oficial da União Europeia* ou de uma data posterior nela especificada. A decisão de revogação não afeta os atos delegados já em vigor.
4. Antes de adotar um ato delegado, a Comissão consulta os peritos designados por cada Estado-Membro de acordo com os princípios estabelecidos no Acordo Interinstitucional, de 13 de abril de 2016, sobre legislar melhor.
5. Assim que adotar um ato delegado, a Comissão notifica-o simultaneamente ao Parlamento Europeu e ao Conselho.
6. Os atos delegados adotados nos termos dos artigos 34.º, n.º 3, 49.º, n.º 4, 59.º, n.º 2, 61.º, n.º 2, e 63.º, n.º 11, só entram em vigor se não tiverem sido formuladas objeções pelo Parlamento Europeu ou pelo Conselho no prazo de dois meses a contar da notificação do ato ao Parlamento Europeu e ao Conselho ou se, antes do termo desse prazo, o Parlamento Europeu e o Conselho tiverem informado a Comissão de que não têm objeções a formular. O referido prazo é prorrogável por dois meses por iniciativa do Parlamento Europeu ou do Conselho.

*Artigo 69.º***Reexame e relatórios da Comissão**

1. Até 1 de julho de 2025, a Comissão reexamina os atuais códigos de rede e orientações, a fim de avaliar quais das suas disposições poderão ser incluídas de forma adequada em atos legislativos da União que digam respeito ao mercado interno da eletricidade e para aferir de que forma podem ser propostas alterações às habilitações relativas aos códigos de rede e às orientações, nos termos dos artigos 59.º e 61.º.

A Comissão apresenta ao Parlamento Europeu e ao Conselho um relatório detalhado da sua avaliação até à mesma data.

Até 31 de dezembro de 2026, a Comissão deve, se for caso disso, apresentar propostas legislativas com base nesse relatório, no seguimento da sua avaliação.

2. Até 31 de dezembro de 2030, a Comissão reexamina o presente regulamento e apresenta um relatório ao Parlamento Europeu e ao Conselho, com base nesse reexame, acompanhado por uma proposta legislativa se for caso disso.

*Artigo 70.º***Revogação**

O Regulamento (CE) n.º 714/2009 é revogado. As remissões para o regulamento revogado devem entender-se como remissões para o presente regulamento e ser lidas de acordo com a tabela de correspondência constante do anexo II.

*Artigo 71.º***Entrada em vigor**

1. O presente regulamento entra em vigor no vigésimo dia seguinte ao da sua publicação no *Jornal Oficial da União Europeia*.

2. O presente regulamento é aplicável a partir de 1 de janeiro de 2020.

Não obstante o primeiro parágrafo, os artigos 14.º, 15.º, 22.º, n.º 4, 23.º, n.ºs 3 e 6, 35.º, 36.º e 62.º são aplicáveis a partir da data de entrada em vigor do presente regulamento. Para efeitos da aplicação do artigo 14.º, n.º 7, e do artigo 15.º, n.º 2, o artigo 16.º é igualmente aplicável a partir dessa data.

O presente regulamento é obrigatório em todos os seus elementos e diretamente aplicável em todos os Estados-Membros.

Feito em Bruxelas, em 5 de junho de 2019.

Pelo Parlamento Europeu

O Presidente

A. TAJANI

Pelo Conselho

O Presidente

G. CIAMBA

ANEXO I

FUNÇÕES DOS CENTROS DE COORDENAÇÃO REGIONAIS

1. Cálculo coordenado da capacidade
 - 1.1 Os centros de coordenação regional devem efetuar o cálculo coordenado das capacidades interzonais.
 - 1.2 O cálculo coordenado da capacidade deve ser efetuado para os períodos para o dia seguinte e intradiários.
 - 1.3 O cálculo coordenado da capacidade deve ser efetuado com base nas metodologias desenvolvidas nos termos das orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, adotadas nos termos do artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009.
 - 1.4 O cálculo coordenado da capacidade deve ser efetuado com base num modelo de rede comum nos termos do ponto 3.
 - 1.5 O cálculo coordenado da capacidade deve garantir uma gestão eficiente dos congestionamentos, de acordo com os princípios de gestão de congestionamentos estabelecidos no presente regulamento.
2. Análise coordenada de segurança
 - 2.1 Os centros de coordenação regional devem realizar uma análise coordenada de segurança com vista a garantir o funcionamento seguro da rede.
 - 2.2 A análise de segurança deve ser realizada relativamente a todos os períodos de planeamento operacional, entre os períodos para o ano seguinte e intradiários, utilizando modelos de rede comum.
 - 2.3 A análise coordenada de segurança deve ser realizada com base nas metodologias desenvolvidas em consonância com as orientações sobre o funcionamento da rede adotadas nos termos do artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009;
 - 2.4 Os centros de coordenação regional devem partilhar os resultados da análise coordenada de segurança com, pelo menos, os operadores de redes de transporte da região de exploração da rede.
 - 2.5 Quando, em resultado da análise coordenada de segurança um centro de coordenação regional detetar eventuais condicionalismos, deve conceber medidas corretivas que maximizem a eficácia e a eficiência económica.
3. Criação de modelos de rede comum
 - 3.1 Os centros de coordenação regional devem instaurar processos eficientes para a criação de um modelo de rede comum para cada período de planeamento operacional entre os períodos para o ano seguinte e intradiários.
 - 3.2 Os operadores de redes de transporte devem designar um centro de coordenação regional para construir os modelos de rede comum à escala europeia.
 - 3.3 Os modelos de rede comum devem ser efetuados de acordo com as metodologias desenvolvidas de acordo com as orientações sobre o funcionamento da rede e as orientações relativas à atribuição de capacidade e à gestão de congestionamentos, adotadas com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009;
 - 3.4 Os modelos de rede comum devem incluir dados pertinentes para um planeamento operacional eficiente e para o cálculo da capacidade em todos os períodos de planeamento operacional entre os períodos para o ano seguinte e intradiários.
 - 3.5 Os modelos de rede comum devem ser disponibilizados a todos os centros de coordenação regional, aos operadores de redes de transporte, à REORT para a Eletricidade e, mediante pedido, à ACER.
4. Apoio à avaliação da coerência dos planos de defesa e dos planos de restabelecimento dos operadores de redes de transporte
 - 4.1 Os centros de coordenação regional devem apoiar os operadores de redes de transporte da região de exploração da rede na realização da avaliação da coerência dos planos de defesa e dos planos de restabelecimento dos operadores de redes de transporte nos termos dos procedimentos previstos no código de rede para emergências e restabelecimento de eletricidade, adotado com base no artigo 6.º, n.º 11, do Regulamento (CE) n.º 714/2009.

- 4.2 Os operadores de redes de transporte devem chegar a acordo quanto a um limiar acima do qual o impacto das ações de um ou mais operadores de redes de transporte em estado de emergência, de interrupção ou de restabelecimento é considerado significativo para os outros operadores de redes de transporte interligados de forma síncrona ou não síncrona.
- 4.3 Na prestação de apoio aos operadores de redes de transporte, o centro de coordenação regional deve:
- Identificar potenciais incompatibilidades;
 - Propor medidas de atenuação.
- 4.4 Os operadores de redes de transporte devem avaliar e tomar em conta as medidas de atenuação propostas.
5. Apoio à coordenação e otimização do restabelecimento regional
- 5.1 Cada coordenador de segurança regional competente deve apoiar os operadores de redes de transporte nomeados como líderes de frequência e líderes de ressincronização nos termos do código de rede para emergências e restabelecimento de eletricidade, adotado com base no artigo 6.º, n.º 11, do Regulamento (CE) n.º 714/2009, a fim de melhorar a eficiência e a eficácia do restabelecimento da rede. Os operadores de redes de transporte da região de exploração da rede devem definir o papel do centro de coordenação regional no que diz respeito à coordenação e otimização do restabelecimento a nível regional.
- 5.2 Os operadores de redes de transporte podem solicitar a assistência dos centros de coordenação regional quando a respetiva rede estiver em estado de interrupção ou de restabelecimento.
- 5.3 Os centros de coordenação regional devem estar equipados com sistemas de controlo e aquisição de dados próximos do tempo real, com uma observabilidade definida através da aplicação do limiar previsto no ponto 4.2.
6. Análise e elaboração de relatórios pós-exploração e pós-perturbações
- 6.1 Os centros de coordenação regional devem investigar e elaborar um relatório sobre qualquer incidente acima do limiar definido no ponto 4.2. As entidades reguladoras da região de exploração da rede e a Agência podem ser envolvidas no inquérito a seu pedido. O relatório deve conter recomendações destinadas a prevenir incidentes semelhantes no futuro.
- 6.2 Os centros de coordenação regional publicam o relatório. A ACER pode emitir recomendações destinadas a prevenir incidentes semelhantes no futuro.
7. Dimensionamento regional da capacidade de reserva
- 7.1 Os centros de coordenação regional calculam as condições da capacidade de reserva para a região de exploração da rede. O cálculo da capacidade de reserva deve:
- Prosseguir o objetivo geral de manter a segurança operacional da forma mais eficaz em termos de custos;
 - Ser efetuado relativamente ao período para o dia seguinte ou intradiário, ou ambos;
 - Calcular o volume global da capacidade de reserva necessária para a região de exploração da rede;
 - Definir os requisitos mínimos de capacidade de reserva para cada tipo de capacidade de reserva;
 - Ter em conta as possibilidades de substituição entre os diferentes tipos de capacidade de reserva, com vista a minimizar os custos da contratação;
 - Definir os requisitos necessários para a distribuição geográfica da capacidade de reserva necessária, se for o caso.
8. Facilitar a contratação regional de capacidade de balanço
- 8.1 Os centros de coordenação regional devem ajudar os operadores de redes de transporte da região de exploração da rede a calcular o volume de capacidade de balanço que deve ser adquirido. O cálculo do volume de capacidade de balanço deve:
- Ser efetuado relativamente ao período para o dia seguinte ou intradiário, ou ambos;

- b) Ter em conta as possibilidades de substituição entre os diferentes tipos de capacidade de reserva, com vista a minimizar os custos da contratação;
 - c) Ter em conta os volumes de capacidade de reserva necessária que previsivelmente sejam disponibilizados pelas ofertas de energia de balanço que não são apresentadas com base num contrato de capacidade de balanço.
- 8.2 Os centros operacionais regionais devem ajudar os operadores de redes de transporte da região de exploração da rede a adquirir o volume de capacidade de balanço determinado nos termos do ponto 8.1. A contratação de capacidade de balanço deve:
- a) Ser efetuada relativamente ao período para o dia seguinte ou intradiário, ou ambos;
 - b) Ter em conta as possibilidades de substituição entre os diferentes tipos de reservas de capacidade, com vista a minimizar os custos da contratação.
9. Avaliações da adequação da rede regional da semana seguinte para, pelo menos, o dia seguinte e preparação de ações de redução dos riscos.
- 9.1 Os centros de coordenação regional devem efetuar avaliações da semana seguinte para, pelo menos, o dia seguinte de acordo com os procedimentos previstos no Regulamento 2017/1485 e com base na metodologia desenvolvida nos termos do artigo 8.º do Regulamento (UE) 2019/941.
- 9.2 Os centros de coordenação regional devem basear a avaliação da adequação regional de curto prazo nas informações fornecidas pelos operadores de redes de transporte da região de exploração da rede, com o objetivo de detetar situações em que se preveja a inadequação em qualquer das zonas de controlo ou a nível regional. Os centros de coordenação regional devem ter em conta as possibilidades de intercâmbios interzonais e os limites de segurança operacional em todos os períodos de planeamento operacional pertinentes.
- 9.3 Quando se efetua a avaliação da adequação da rede regional, cada centro de coordenação regional deve, em coordenação com os outros centros de coordenação regional:
- a) Verificar os pressupostos e previsões subjacentes;
 - b) Detetar eventuais situações de inadequação inter-regional.
- 9.4 Cada centro de coordenação regional deve apresentar os resultados das avaliações de adequação da rede regional, juntamente com as ações de redução dos riscos que propõe para reduzir os riscos de inadequação dos operadores de redes de transporte da região de exploração da rede e dos outros centros de coordenação regional.
10. Planeamento e coordenação das indisponibilidades a nível regional
- 10.1 Cada centro de coordenação regional deve efetuar a coordenação das indisponibilidades a nível regional, de acordo com os procedimentos previstos nas orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade, adotadas com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009, a fim de acompanhar a disponibilidade dos ativos relevantes e coordenar os planos de disponibilidade, com vista a garantir a segurança operacional da rede de transporte e, simultaneamente, maximizar a capacidade das interligações e/ou das redes de transporte que afetam os fluxos interzonais.
- 10.2 Cada centro de coordenação regional deve manter uma lista única de elementos da rede, módulos de produção de energia e mecanismos de procura da região de exploração da rede, e disponibilizar essa lista através do sistema de dados de planeamento operacional da REORT para a Eletricidade.
- 10.3 Cada centro de coordenação regional deve realizar as seguintes atividades relacionadas com a coordenação em matéria de interrupções na região de exploração da rede:
- a) Avaliar a compatibilidade do planeamento das interrupções, utilizando os planos de disponibilidade dos operadores de redes de transporte para o ano seguinte;
 - b) Fornecer aos operadores de redes de transporte da região de exploração da rede uma lista das incompatibilidades de planeamento detetadas e das soluções propostas para as resolver.
11. Otimização do mecanismo de balanço entre operadores de redes de transporte
- 11.1 Os operadores de redes de transporte da região de gestão do sistema podem decidir conjuntamente receber o apoio do centro de coordenação regional na gestão dos fluxos financeiros entre operadores de redes de transporte relacionados com acordos que envolvam mais de dois operadores de redes de transporte, tais como os custos de redespacho, as receitas de congestionamento, os desvios não intencionais ou os custos com a contratação de reservas.

12. Formação e certificação do pessoal que trabalha para os Centros de Coordenação Regionais
 - 12.1 Os centros de coordenação regional devem preparar e executar programas de formação e certificação sobre a exploração regional da rede para o pessoal que trabalha para os centros de coordenação regional.
 - 12.2 Os programas de formação devem abranger todos os componentes relevantes do funcionamento da rede em que o centro de coordenação regional desempenha tarefas, incluindo os cenários de crise regional.
 13. Identificação de cenários de crise de eletricidade a nível regional
 - 13.1 Se a REORT para a Eletricidade delegar esta função, os centros de coordenação regional devem identificar cenários de crise de eletricidade regional de acordo com os critérios estabelecidos no artigo 6.º, n.º 1, do Regulamento (UE) 2019/941.

A identificação dos cenários de crise de eletricidade regional deve ser efetuada de acordo com a metodologia prevista no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2019/941.
 - 13.2 Os centros de coordenação regional devem apoiar as autoridades competentes de cada região de exploração da rede, a seu pedido, na preparação e execução da simulação de crise bienal de acordo com o artigo 12.º, n.º 3, do Regulamento (UE) 2019/941.
 14. Identificação das necessidades de nova capacidade de transporte, de atualização da capacidade de transporte existente ou de alternativas à mesma.
 - 14.1 Os centros de coordenação regionais devem ajudar os operadores de redes de transporte na identificação das necessidades de nova capacidade de transporte, de atualização da capacidade de transporte existente ou de alternativas à mesma, a apresentar aos grupos regionais estabelecidos nos termos do Regulamento (UE) n.º 347/2013 e a incluir no plano decenal de desenvolvimento da rede referido no artigo 51.º da Diretiva (UE) 2019/944.
 15. Cálculo da capacidade de entrada máxima disponível para a capacidade de participação externa nos mecanismos de capacidade.
 - 15.1 Os coordenadores de segurança regional devem apoiar os operadores de redes de transporte no cálculo da capacidade de entrada máxima disponível para a capacidade de participação externa nos mecanismos de capacidade, tendo em conta a disponibilidade previsível de interligação e a provável ocorrência simultânea de pressão entre a rede em que o mecanismo é aplicado e a rede em que essa capacidade externa se encontra.
 - 15.2 O cálculo deve ser efetuado de acordo com a metodologia prevista no artigo 26.º, n.º 11, alínea a).
 - 15.3 Os centros de coordenação regional devem fornecer um cálculo para cada fronteira da zona de ofertas abrangida pela região de exploração da rede.
 16. Preparação das avaliações de adequação sazonais
 - 16.1 Se a REORT para a Eletricidade delegar esta função nos termos do artigo 9.º do Regulamento (UE) 2019/941, os centros de coordenação regional devem efetuar as avaliações de adequação sazonal regionais.
 - 16.2 A preparação das avaliações de adequação sazonais deve ser efetuada com base na metodologia desenvolvida nos termos do artigo 8.º do Regulamento (UE) 2019/941.
-

ANEXO II

REGULAMENTO REVOGADO COM A LISTA DAS SUAS ALTERAÇÕES SUCESSIVAS

| | |
|--|---|
| Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias e que revoga a Decisão n.º 1364/2006/CE e altera os Regulamentos (CE) n.º 713/2009, (CE) n.º 714/2009 e (CE) n.º 715/2009 (JO L 115 de 25.4.2013, p. 39) | Artigo 8.º, n.º 3, alínea a) Artigo 8.º, n.º 10, alínea a) Artigo 11.º Artigo 18.º, n.º 4, alínea a) Artigo 23.º, n.º 3 |
| Regulamento (UE) n.º 543/2013 da Comissão, de 14 de junho de 2013, sobre a apresentação e a publicação de dados dos mercados da eletricidade e que altera o anexo I do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho (JO L 163 de 15.6.2013, p. 1) | Anexo I, pontos 5.5 a 5.9 |

ANEXO III

TABELA DE CORRESPONDÊNCIA

| Regulamento (CE) n.º 714/2009 | Presente regulamento |
|-------------------------------|------------------------------|
| — | Artigo 1.º, alínea a) |
| — | Artigo 1.º, alínea b) |
| Artigo 1.º, alínea a) | Artigo 1.º, alínea c) |
| Artigo 1.º, alínea b) | Artigo 1.º, alínea d) |
| Artigo 2.º, n.º 1 | Artigo 2.º, n.º 1 |
| Artigo 2.º, n.º 2, alínea a) | Artigo 2.º, n.º 2 |
| Artigo 2.º, n.º 2, alínea b) | Artigo 2.º, n.º 3 |
| Artigo 2.º, n.º 2, alínea c) | Artigo 2.º, n.º 4 |
| Artigo 2.º, n.º 2, alínea d) | — |
| Artigo 2.º, n.º 2, alínea e) | — |
| Artigo 2.º, n.º 2, alínea f) | — |
| Artigo 2.º, n.º 2, alínea g) | Artigo 2.º, n.º 5 |
| — | Artigo 2.º, n.º 6 ao n.º 71 |
| — | Artigo 3.º |
| — | Artigo 4.º |
| — | Artigo 5.º |
| — | Artigo 6.º |
| — | Artigo 7.º |
| — | Artigo 8.º |
| — | Artigo 9.º |
| — | Artigo 10.º |
| — | Artigo 11.º |
| — | Artigo 12.º |
| — | Artigo 13.º |
| — | Artigo 15.º |
| Artigo 16.º, n.º 1 ao n.º 3 | Artigo 16.º, n.º 1 ao n.º 4 |
| — | Artigo 16.º, n.º 5 ao n.º 8 |
| Artigo 16.º, n.º 4 ao n.º 5 | Artigo 16.º, n.º 9 a n.º 11 |
| — | Artigo 16.º, n.º 12 e n.º 13 |
| — | Artigo 17.º |
| Artigo 14.º, n.º 1 | Artigo 18.º, n.º 1 |
| — | Artigo 18.º, n.º 2 |
| Artigo 14.º, n.º 2 ao n.º 5 | Artigo 18.º, n.º 3 ao n.º 6 |
| — | Artigo 18.º, n.º 7 ao n.º 11 |
| — | Artigo 19.º, n.º 1 |
| Artigo 16.º, n.º 6 | Artigo 19.º, n.º 2 e n.º 3 |
| — | Artigo 19.º, n.º 4 e n.º 5 |
| — | Artigo 20.º |

| Regulamento (CE) n.º 714/2009 | Presente regulamento |
|------------------------------------|-------------------------------------|
| — | Artigo 21.º |
| — | Artigo 22.º |
| Artigo 8.º, n.º 4 | Artigo 23.º, n.º 1 |
| — | Artigo 23.º, n.º 2 ao n.º 7 |
| — | Artigo 25.º |
| — | Artigo 26.º |
| — | Artigo 27.º |
| Artigo 4.º | Artigo 28.º, n.º 1 |
| — | Artigo 28.º, n.º 2 |
| Artigo 5.º | Artigo 29.º, n.º 1 ao n.º 4 |
| — | Artigo 29.º, n.º 5 |
| Artigo 8.º, n.º 2 (primeira frase) | Artigo 30.º, n.º 1, alínea a) |
| Artigo 8.º, n.º 3, alínea b) | Artigo 30.º, n.º 1, alínea b) |
| — | Artigo 30.º, n.º 1, alínea c) |
| Artigo 8.º, n.º 3, alínea c) | Artigo 30.º, n.º 1, alínea d) |
| — | Artigo 30.º, n.º 1, alíneas e) e f) |
| — | Artigo 30.º, n.º 1, alíneas g) e h) |
| Artigo 8.º, n.º 3, alínea a) | Artigo 30.º, n.º 1, alínea i) |
| Artigo 8.º, n.º 3, alínea d) | Artigo 30.º, n.º 1, alínea j) |
| — | Artigo 30.º, n.º 1, alínea k) |
| Artigo 8.º, n.º 3, alínea e) | Artigo 30.º, n.º 1, alíneas m) a o) |
| — | Artigo 30.º, n.º 2 e n.º 3 |
| Artigo 8.º, n.º 5 | Artigo 30.º, n.º 4 |
| Artigo 8.º, n.º 9 | Artigo 30.º, n.º 5 |
| Artigo 10.º | Artigo 31.º |
| Artigo 9.º | Artigo 32.º |
| Artigo 11.º | Artigo 33.º |
| Artigo 12.º | Artigo 34.º |
| — | Artigo 35.º |
| — | Artigo 36.º |
| — | Artigo 37.º |
| — | Artigo 38.º |
| — | Artigo 39.º |
| — | Artigo 40.º |
| — | Artigo 41.º |
| — | Artigo 42.º |
| — | Artigo 43.º |
| — | Artigo 44.º |
| — | Artigo 45.º |
| — | Artigo 46.º |
| — | Artigo 47.º |
| Artigo 8.º, n.º 10 | Artigo 48.º |

| Regulamento (CE) n.º 714/2009 | Presente regulamento |
|--------------------------------------|---|
| Artigo 13.º | Artigo 49.º |
| Artigo 2.º, n.º 2 (último parágrafo) | Artigo 49.º, n.º 7 |
| Artigo 15.º | Artigo 50.º, n.º 1 ao n.º 6 |
| Anexo I, ponto 5.10 | Artigo 50.º, n.º 7 |
| Artigo 3.º | Artigo 51.º |
| — | Artigo 52.º |
| — | Artigo 53.º |
| — | Artigo 54.º |
| — | Artigo 55.º |
| — | Artigo 56.º |
| — | Artigo 57.º |
| — | Artigo 58.º |
| Artigo 8.º, n.º 6 | Artigo 59.º, n.º 1, alíneas a), b) e c) |
| — | Artigo 59.º, n.º 1, alíneas d) e e) |
| — | Artigo 59.º, n.º 2 |
| Artigo 6.º, n.º 1 | Artigo 59.º, n.º 3 |
| Artigo 6.º, n.º 2 | Artigo 59.º, n.º 4 |
| Artigo 6.º, n.º 3 | Artigo 59.º, n.º 5 |
| — | Artigo 59.º, n.º 6 |
| Artigo 6.º, n.º 4 | Artigo 59.º, n.º 7 |
| Artigo 6.º, n.º 5 | Artigo 59.º, n.º 8 |
| Artigo 6.º, n.º 6 | Artigo 59.º, n.º 9 |
| Artigo 8.º, n.º 1 | Artigo 59.º, n.º 10 |
| Artigo 6.º, n.º 7 | — |
| Artigo 6.º, n.º 8 | — |
| Artigo 6.º, n.º 9 e n.º 10 | Artigo 59.º, n.º 11 e n.º 12 |
| Artigo 6.º, n.º 11 | Artigo 59.º, n.º 13 e n.º 14 |
| Artigo 6.º, n.º 12 | Artigo 59.º, n.º 15 |
| Artigo 8.º, n.º 2 | Artigo 59.º, n.º 15 |
| — | Artigo 60.º, n.º 1 |
| Artigo 7.º, n.º 1 | Artigo 60.º, n.º 2 |
| Artigo 7.º, n.º 2 | Artigo 60.º, n.º 3 |
| Artigo 7.º, n.º 3 | — |
| Artigo 7.º, n.º 4 | — |
| — | Artigo 61.º, n.º 1 |
| — | Artigo 61.º, n.º 2 |
| Artigo 18.º, n.º 1 | Artigo 61.º, n.º 3 |
| Artigo 18.º, n.º 2 | — |
| Artigo 18.º, n.º 3 | Artigo 61.º, n.º 4 |
| Artigo 18.º, n.º 4 | — |
| Artigo 18.º, n.º 4-A | Artigo 61.º, n.º 5 |
| Artigo 18.º, n.º 5 | Artigo 61.º, n.º 5 e n.º 6 |
| Artigo 19.º | — |

| Regulamento (CE) n.º 714/2009 | Presente regulamento |
|-------------------------------|----------------------|
| Artigo 21.º | Artigo 62.º |
| Artigo 17.º | Artigo 63.º |
| — | Artigo 64.º |
| Artigo 20.º | Artigo 65.º |
| Artigo 22.º | Artigo 66.º |
| Artigo 23.º | Artigo 67.º |
| Artigo 24.º | — |
| — | Artigo 68.º |
| — | Artigo 69.º |
| Artigo 25.º | Artigo 70.º |
| Artigo 26.º | Artigo 71.º |